

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRAIAN KAISER ZANINI

**Análise comparativa entre o uso de
transformadores a seco e a óleo em subestações
de média tensão**

Porto Alegre

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRAIAN KAISER ZANINI

**Análise comparativa entre o uso de transformadores a
seco e a óleo em subestações de média tensão**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2016

CIP - Catalogação na Publicação

Zanini, Braian Kaiser

Análise comparativa entre o uso de transformadores a seco e a óleo em subestações de média tensão / Braian Kaiser Zanini. -- 2016. 66 f.

Orientador: Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-RS, 2016.

1. Transformadores a seco. 2. Transformadores a óleo. 3. Análise comparativa. I. Loureiro, Luiz Tiarajú dos Reis, orient. II. Título.

BRAIAN KAISER ZANINI

Análise comparativa entre o uso de transformadores a seco e a óleo em subestações de média tensão

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para Graduação em Engenharia Elétrica

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis
Loureiro
Orientador - UFRGS

Prof. Dr. Ály Ferreira Flores Filho
Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica (DELET) - UFRGS

Aprovado em 09 de dezembro de 2016.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis
Loureiro
UFRGS

Prof. MsC. Sérgio Luiz Schubert
Severo
IFSul - Pelotas

Prof. MsC. Igor Pasa Wiltuschnig
UFRGS

*Dedico este trabalho à todos aqueles que, de alguma forma, colaboraram
comigo nessa jornada.*

*À memória de minha mãe (Márcia Regina Kaiser Zanini),
que me passou os valores que norteiam a minha vida.*

Agradecimentos

À minha família, meus tios Gilton Antônio Zanini, Welington Rogério Zanini e Jeferson Adriano Zanini, pela ajuda em todos os momentos da minha vida, a minha tia Denise Loebler Zanini, pelo apoio incondicional no momento mais difícil que eu enfrentei e aos meus primos Matheus Loebler Zanini, Karina Zanini Prade, Pedro Augusto Zanini e André Zanini pelas ótimas conversas.

Aos colegas de curso. Em especial Bruno Nervis, Otávio Wiczorek dos Santos, Fábio Beck Wanderer, Lucas Wortmann, Giordano Oliveira Cassol, Micael Fischmann, Ramede Justo dos Santos, Magno Vinicius Feijão Teixeira da Silva, Rafael Pasini Gonçalves, Afonso Menegola, Nibele Rodrigues, Diogo Scheibler, Ramon Schmitt, Yago Baracy e Samuel Moraes.

Aos amigos Cacineli Marion de Franceschi, Fábio Aurélio Jorge, Gustavo Figueiredo (o Gringo), Cleber Zanatta, Adriano Toniolo de Oliveira, Jumar Russi, Cristiano Vizzotto, Henrique Hayasaka, Jonatan Zientarski, Marcelo Deves, Guilherme Kurtz, Hamiltom Sartori, Liana Cassol, Giancarlo Cassol, Giana Cassol e Giorgia Cassol.

Aos colegas do Laboratório de Comunicações (LACOM) pelos trabalhos e longas discussões que foram fundamentais para a construção das minhas ideias. Em especial aos mestres e amigos Paulo Ilaga Serafini, Sérgio Luiz Schubert Severo.

Aos mestres Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, Luís Gustavo Doninelli Mendes, Ricardo Rego Bordalo Correia e Luiz Fernando Ferreira pela inspiração durante as diferentes fases do curso.

À empresa Siemens. Em especial Victor Telló, pelos materiais disponibilizados.

Ao meu orientador pela atenção, oportunidade e parceria inestimáveis.

"A simplicidade é o último grau de sofisticação"
(Leonardo Da Vinci)

Resumo

Este estudo tem como objetivo comparar alguns aspectos de transformadores a seco com transformadores a óleo em subestações de média tensão. A análise comparativa se dá com base em características como dimensões, isolamento, resfriamento, perdas, vida útil, manutenção e reciclagem.

Palavras-chave: transformadores a seco. transformadores a óleo. comparação.

Abstract

In this work a comparison between dry-type transformer and oil transformer is made. The comparison is based on characteristics such as dimensions, insulation, cooling, losses, lifespan, maintenance and recycling.

Keywords: dry-type transformers. oil transformers. comparison.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Circuito Magnético.	18
Figura 2 – Laço de histerese.	23
Figura 3 – Circuito Magnético do Transformador.	24
Figura 4 – Circuito equivalente modelo T do transformador com o enrolamento 1 como enrolamento de referência.	25
Figura 5 – Circuito equivalente aproximado do transformador referido ao enrola- mento primário do transformador.	26
Figura 6 – Circuito equivalente aproximado do transformador referido ao enrola- mento secundário do transformador.	26
Figura 7 – Circuito equivalente simplificado do transformador para o cálculo da regulação de tensão.	29
Figura 8 – Transformador de Potência.	37
Figura 9 – Transformador de Potência Seco - Linha Siemens GEAFOL.	45
Figura 10 – Comportamento de um transformador de potência seco - Linha Siemens GEAFOL - na presença de fogo e arco elétrico.	52
Figura 11 – Calor de combustão de transformadores de 630 kVA com diferentes tipos de isolantes	54
Figura 12 – Estimativa de materiais a serem reciclados em comparação aos utilizados na construção original em um transformador a óleo de 50kVA.	55
Figura 13 – Níveis de ruído produzidos por transformadores a seco e a óleo compa- rados com ruídos em fábricas e escritórios.	58

Lista de tabelas

Tabela 1 – Correspondência entre circuitos elétricos e magnéticos.	21
Tabela 2 – Temperaturas de referência - Transformadores a óleo.	41
Tabela 3 – Perdas em transformadores de acordo com o meio isolante	53
Tabela 4 – Quantidade de material utilizada na construção de transformadores a óleo de acordo com a potência nominal	56
Tabela 5 – Quantidade de material reciclado em transformadores a óleo de acordo com a potência nominal	56
Tabela 6 – Níveis de ruído para transformadores em óleo, de potência nominal igual ou inferior a 500kVA	58
Tabela 7 – Limites de nível de ruído para transformadores secos sem abrigo	59
Tabela 8 – Limites de nível de ruído para transformadores secos abrigados	59
Tabela 9 – Custos totais de operação - Transformador de 1000kVA	61

Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
P.U.	Por unidade
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas

Lista de símbolos

μ	Permeabilidade
μ_0	Permeabilidade magnética do vácuo
μ	Permeabilidade
i	Corrente elétrica
\mathcal{F}	Força magnetomotriz
N	Número de voltas
\mathbf{B}	Densidade de fluxo magnético
\mathbf{H}	Intensidade do campo magnético
Φ	Fluxo magnético
\mathcal{R}	Relutância
e	Tensão
λ	Fluxo concatenado
L	Indutância
α	Razão de transformação do transformador
X	Reatância
η	Rendimento
S	Carga do transformador
NLL	Perdas sem carga
LL	Perdas com carga

Sumário

	Introdução	16
1	TRANSFORMADORES	17
1.1	Circuitos Magnéticos	17
1.1.1	Análise de Circuitos Magnéticos	20
1.1.2	Fluxo Concatenado	21
1.1.3	Materiais Magnéticos	21
1.2	Princípios Básicos	23
1.2.1	Circuito Equivalente	23
1.2.2	Determinação dos Parâmetros do Circuito Equivalente	27
1.2.3	Regulação de Tensão	28
1.2.4	Eficiência	29
1.3	Transformadores de potência em subestações	31
1.4	Classificação dos transformadores	31
1.5	Características elétricas dos transformadores	32
1.5.1	Potência nominal	33
1.5.2	Aumento de temperatura	33
1.5.3	Temperatura ambiente	33
1.5.4	Altitude da instalação	33
1.5.5	Impedância de curto-circuito	34
1.5.6	Perdas a vazio	34
1.5.7	Perdas com carga	34
1.5.8	Tensões nominais	34
1.5.9	Grupo vetorial	35
1.5.10	Frequência	35
1.5.11	Ruído	35
1.5.12	Corrente de curto-circuito	35
1.5.13	Corrente a vazio	36
1.6	Características de operação dos transformadores	36
1.6.1	Sobrecarga	36
1.6.2	Operação em paralelo	36
1.6.3	Distribuição de carga para transformadores operando em paralelo	36
2	TRANSFORMADORES A ÓLEO	37
2.1	Aspectos construtivos de transformadores a óleo	37
2.1.1	Núcleo	38

2.1.2	Enrolamentos	38
2.1.3	Tanque Principal	38
2.1.4	Óleo isolante	38
2.1.5	Tanque de expansão de óleo	39
2.1.6	Buchas	39
2.1.7	Comutador sob carga	39
2.1.8	Acionamento do comutador sob carga	39
2.1.9	Radiadores	39
2.1.10	Painel de controle	40
2.1.11	Secador de ar	40
2.1.12	Termômetros	40
2.2	Ensaaios nos transformadores a óleo	40
2.2.1	Ensaaios de tipo	41
2.2.1.1	Ensaio de elevação de temperatura	41
2.2.1.2	Ensaaios dielétricos	41
2.2.1.3	Ensaaios de óleo isolante para transformadores de tensão nominal inferior a 72,5 kV	41
2.2.2	Ensaaios de rotina	42
2.2.2.1	Medição da resistência dos enrolamentos	42
2.2.2.2	Medição da relação de transformação e polaridade e verificação do deslocamento angular e sequência de fases	42
2.2.2.3	Medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga	42
2.2.2.4	Medição das perdas em vazio e corrente de excitação	42
2.2.2.5	Medição da resistência de isolamento	43
2.2.3	Ensaaios especiais	43
3	TRANSFORMADORES A SECO	45
3.1	Aspectos construtivos de transformadores a seco	45
3.1.1	Núcleo	46
3.1.2	Enrolamento de baixa tensão	46
3.1.3	Enrolamentos de alta tensão	46
3.1.4	Conexões de baixa tensão	46
3.1.5	Conexões de alta tensão	46
3.1.6	Derivações de de alta tensão	46
3.1.7	Calços elásticos	46
3.1.8	Ferragens e rodas	46
3.1.9	Isolação de resina epóxi	47
3.1.10	Barras para fechamento das bobinas	47
3.2	Ensaaios nos transformadores a seco	47
3.2.1	Ensaaios de tipo	47
3.2.1.1	Ensaio de elevação de temperatura	47

3.2.1.2	Ensaio dielétrico	47
3.2.2	Ensaio de rotina	47
3.2.2.1	Medição da resistência dos enrolamentos	48
3.2.2.2	Medição da relação de transformação e polaridade e verificação do deslocamento angular e sequência de fases	48
3.2.2.3	Tensão suportável à frequência industrial, ou tensão aplicada	48
3.2.2.4	Tensão induzida	48
3.2.3	Ensaio especiais	49
4	ANÁLISE COMPARATIVA DOS TRANSFORMADORES	50
4.1	Dimensões, Posicionamento e Obras Cíveis	51
4.2	Isolamento e Resfriamento	53
4.3	Perdas	53
4.4	Vida Útil	53
4.5	Manutenção	54
4.6	Recuperação e Reciclagem	55
4.6.1	Transformadores a Óleo	55
4.6.2	Transformadores a Seco	56
4.7	Nível de Ruído	58
4.8	Custos Totais de Propriedade - TOC (<i>Total Ownership Costs</i>)	60
5	CONCLUSÃO	63
6	TRABALHOS FUTUROS	64
	REFERÊNCIAS	65

Introdução

A população do planeta Terra deve chegar aos 8 bilhões de pessoas em 2020, isso aliado a uma tendência de aumento do consumo de energia na forma de eletricidade, como no uso de carros elétricos, climatizadores, entre outros, causa um aumento anual significativo na demanda global de energia elétrica. Isso causa um aumento nas emissões de gás carbônico, com efeitos climáticos indesejáveis. (TEPPER J.; CARLEN, 2015).

A energia elétrica, desde a geração até o consumo, passa por diversos transformadores. No caso dos transformadores de distribuição, esses já possuem alta eficiência energética, ainda assim algumas regulações internacionais evoluem no sentido de limitar cada vez mais as perdas nos transformadores, como por exemplo a regulação 548/2014 da União Europeia. Segundo Carlen (2010), nos Estados Unidos, as perdas estimadas, em função da grande quantidade de transformadores de distribuição, são da ordem de 2% a 3% do total de energia gerada, o que fez com que o Departamento de Energia daqueles país tomasse medidas semelhantes com relação as exigência de eficiência dos transformadores.

Ao passo em que essas preocupações surgem no sentido de otimizar a construção dos transformadores, a importância da reciclagem e reaproveitamento dos materiais utilizados nos mesmos passa também a ser uma questão importante.

Neste trabalho a análise comparativa se dará entre aspectos de transformadores a óleo e transformadores a seco, mais especificamente os encapsulados sob vácuo em resina.

1 Transformadores

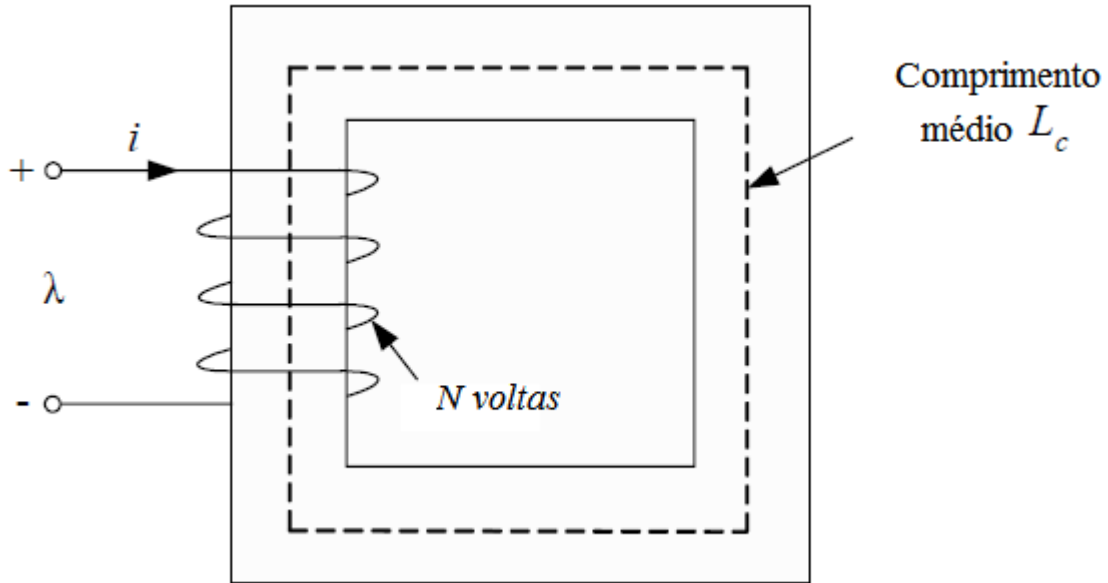
A energia elétrica pode ser transferida de um circuito elétrico para outro, que está condutivamente isolado acoplando-se esses dois circuitos através de um campo magnético variante no tempo. Esse acoplamento magnético é alcançado utilizando um dispositivo que, de forma simplificada, consiste de um núcleo com pelo menos dois enrolamentos. Esse núcleo pode ser linear, como por exemplo um núcleo de ar, ou não linear, como por exemplo um núcleo de ferro. Esses enrolamentos não são eletricamente conectados, mas magneticamente acoplados (a única conexão entre os enrolamentos é o fluxo magnético presente no núcleo). Mais de dois enrolamentos podem ser utilizados, se necessário, dependendo do número de circuitos a serem acoplados. Além de transferir energia, esse dispositivo também transforma tensões, correntes e impedâncias. Em função disso é chamado de transformador.

1.1 Circuitos Magnéticos

No circuito magnético simples mostrado na figura 1, o núcleo é composto de um material ferromagnético com permeabilidade μ (H/m) que é muito maior que a permeabilidade μ_0 (H/m) do meio e apresenta um seção uniforme com área $A_c(m^2)$. Este núcleo é excitado por um enrolamento com N voltas pelo qual circula uma corrente de magnitude i (A). A corrente circulante produz um campo magnético no núcleo cuja origem é o produto $N \cdot i$, que é chamado de força magnetomotriz \mathcal{F} (A · t)

$$\mathcal{F} = N \cdot i \tag{1}$$

Figura 1 – Circuito Magnético.



Fonte: Adaptado de Georgilakis (2009).

A lei de Ampère afirma que a integral de linha da *intensidade do campo magnético* \mathbf{H} ao redor de um caminho fechado é igual a corrente da malha envolvida por esse caminho (a força magnetomotriz para o circuito magnético da figura 1).

$$\oint \mathbf{H} \cdot d\mathbf{L} = \mathcal{F} \quad (2)$$

Assumindo para o circuito magnético acima (ver figura 1) que a *densidade de fluxo magnético* \mathbf{B} é uniforme através da área da seção do núcleo, a integral de linha de \mathbf{H} é igual ao produto escalar $H_c \cdot L_c$, onde H_c é a magnitude de \mathbf{H} ao longo do caminho médio do fluxo magnético cujo comprimento é L_c (m).

$$\oint \mathbf{H} \cdot d\mathbf{L} = H_c \cdot L_c \quad (3)$$

Substituindo-se as equações 1 e 3 na equação 2, obtém-se:

$$H_c \cdot L_c = N \cdot i = \mathcal{F} \quad (4)$$

Segundo Georgilakis (2009) para o material ferromagnético do núcleo existe a seguinte relação entre a densidade de fluxo magnético \mathbf{B} e a intensidade de fluxo magnético

H:

$$\mathbf{B} = \mu \cdot \mathbf{H} \quad (5)$$

onde μ (H/m) é a *permeabilidade* do material ferromagnético do núcleo. A permeabilidade μ pode ser expressa em termos da permeabilidade relativa μ_r do material ferromagnético e a permeabilidade magnética do vácuo μ_0 :

$$\mu = \mu_0 \cdot \mu_r \quad (6)$$

A permeabilidade magnética do espaço livre é $\mu_0 = 4 \cdot \pi \times 10^{-7}$ (H/m). Deve-se ressaltar que a permeabilidade relativa μ_r é adimensional e altera-se com a densidade de fluxo magnético.

O *fluxo magnético* Φ (Wb) através de uma área é a integral de superfície da densidade de fluxo magnético \mathbf{B} :

$$\Phi = \oint \mathbf{B} \cdot d\mathbf{S} \quad (7)$$

De acordo com a teoria dos campos para a continuidade do fluxo, todo o fluxo que entra em uma superfície ao redor de um volume, deve deixar aquele volume através de alguma porção daquela superfície pois as linhas de fluxo magnético formam caminhos fechados. Negligenciando-se o fluxo magnético do lado externo do núcleo da figura 1, então a equação 7 reduz-se ao seguinte produto escalar:

$$\Phi_c = B_c \cdot A_c \quad (8)$$

onde Φ_c (Wb) é o fluxo magnético no núcleo, B_c (Wb/m² ou T) é a densidade de fluxo magnético no núcleo, e A_c (m²) é a área da seção do núcleo.

Supondo que a permeabilidade μ do material ferromagnético seja constante, e posto que a densidade de fluxo magnético seja uniforme, a partir da equação 5 a seguinte expressão pode ser obtida para o cálculo de B_c para o circuito magnético da figura 1:

$$B_c = \mu \cdot H_c \quad (9)$$

Isolando H_c na equação 9, obtém-se:

$$H_c = \frac{B_c}{\mu} \quad (10)$$

Isolando B_c na equação 8, obtém-se:

$$B_c = \frac{\Phi_c}{A_c} \quad (11)$$

Substituindo-se as equações 10 e 11 na equação 4, obtém-se:

$$\mathcal{F} = \Phi_c \cdot \frac{L_c}{\mu \cdot A_c} \quad (12)$$

A *relutância* \mathcal{R}_c é definida pela seguinte equação:

$$\mathcal{R}_c = \frac{L_c}{\mu \cdot A_c} \quad (13)$$

A relutância \mathcal{R}_c é expressa em ampere-espiras por weber ($A \cdot e / Wb$). Substituindo-se a equação 13 na equação 12, obtém-se:

$$\mathcal{F} = \Phi_c \cdot \mathcal{R}_c \quad (14)$$

Ao substituir-se os elementos da equação 14 da tabela 1, observa-se que ela é equivalente a lei de ohm.

1.1.1 Análise de Circuitos Magnéticos

Em função da similaridade matemática entre as leis da eletricidade e do magnetismo é possível analisar circuitos magnéticos com uma abordagem semelhante a utilizada em circuitos elétricos.

Em circuitos elétricos, a lei de Kirchhoff das correntes estabelece que a soma algébrica das correntes em qualquer nó é zero. No caso de um circuito magnético pode-se afirmar analogamente que a soma dos fluxos magnéticos em qualquer nó é zero.

A lei de Kirchhoff das tensões, para circuitos elétricos, afirma que a soma algébrica das tensões em qualquer malha é zero. No caso magnético, em um raciocínio similar, pode-se afirmar que a soma das forças eletromotrizes em qualquer malha é zero.

A tabela 1 mostra a correspondência entre circuitos elétricos e magnéticos.

Tabela 1 – Correspondência entre circuitos elétricos e magnéticos.

Circuitos Magnéticos			Circuitos Elétricos		
Símbolo	Nome	Unidade	Símbolo	Nome	Unidade
Φ	Fluxo Magnético	Wb	i	Corrente	A
B	Densidade de Fluxo Magnético	Wb/m^2	J	Densidade de Corrente	A/m^2
H	Intensidade do Campo Magnético	$A \cdot e/m$	E	Intensidade do Campo Elétrico	V/m
\mathcal{F}	Força Magnetomotriz	$A \cdot e$	V	Força Eletromotriz	V
μ	Permeabilidade	H/m	γ	Condutividade	$(\Omega \cdot m)^{-1}$
\mathcal{R}	Relutância	$A \cdot e/Wb$	R	Resistência	Ω

Fonte: Adaptado de Georgilakis (2009).

1.1.2 Fluxo Concatenado

Em circuitos magnéticos com enrolamentos, como o da Figura 1, quando o campo magnético é variante no tempo, uma tensão induzida e é produzida nos terminais, esta tensão pode ser calculada pela lei de Faraday:

$$e = N \cdot \frac{d\Phi}{dt} = \frac{d\lambda}{dt} \quad (15)$$

onde N é o número de espiras, Φ é o fluxo magnético variante no tempo, e λ é o fluxo concatenado do enrolamento (bobina) em weber-espira ($Wb \cdot e$).

Para um circuito magnético com uma relação linear entre B e H , a relação entre λ e i é definida por:

$$L = \frac{\lambda}{i} \quad (16)$$

onde L é a indutância em Henry (H).

1.1.3 Materiais Magnéticos

No contexto da fabricação de transformadores, a importância dos materiais magnéticos é duplicada. Primeiramente, através do seu uso é possível obter maiores densidades de fluxo magnético com níveis relativamente menores de força magnetomotriz, tal possibi-

lidade é de suma importância na performance de um transformador. Em segundo lugar, como materiais magnéticos podem ser utilizados para restringir e direcionar os campos magnéticos em caminhos bem definidos, em transformadores os materiais magnéticos são utilizados para maximizar o acoplamento entre os enrolamentos bem como para diminuir a corrente de excitação necessária para a operação do transformador (GEORGILAKIS, 2009).

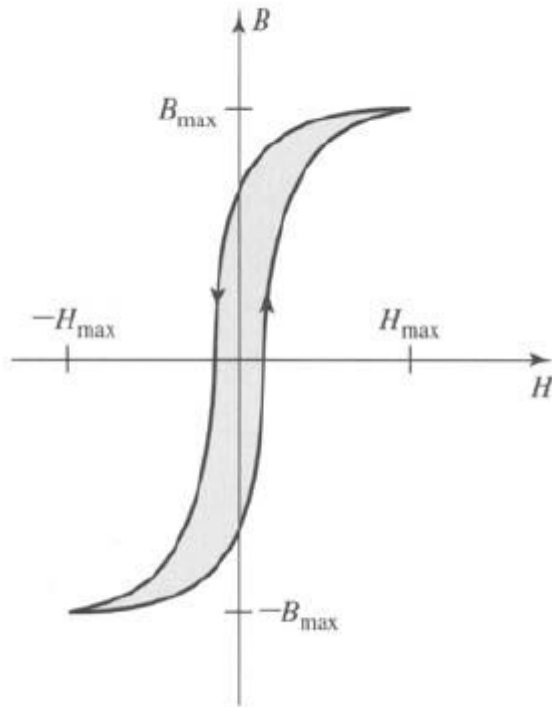
Segundo FITZGERALD (2014), com o intuito da redução dos efeitos das correntes parasitas as estruturas magnéticas são construídas usualmente com chapas delgadas de material magnético. Essas chapas alinhadas na direção das linhas do campo, estão isoladas entre si por uma camada de óxido em suas superfícies, ou por uma fina cobertura de esmalte ou verniz de isolamento o que reduz grandemente a magnitude das correntes parasitas porque as chapas de isolamento interrompem os caminhos de corrente; quanto mais delgadas as chapas, menores as perdas. As chapas a base de aço utilizadas pelos transformadores, apresentam direções altamente favoráveis de magnetização, ao longo das quais as perdas no núcleo são baixas, e a permeabilidade é alta. esse material é chamado de aço de grão orientado. A razão dessa propriedade está na estrutura atômica dos cúbica de corpo centrado dos cristais da liga de silício e ferro. Em relação às perdas no núcleo e à permeabilidade, o comportamento nessa direção é superior ao dos aços não orientados, nos quais os cristais estão orientados aleatoriamente, produzindo um material de características uniformes em todas as direções. Como resultado os aços orientados podem operar, com relação aos não orientados, com densidades de fluxo mais elevadas.

Uma excitação variável no tempo fará com que o material magnético seja submetido a uma variação cíclica descrita por um laço de histerese, figura 2. Para um dado ciclo, as perdas por histerese correspondentes são proporcionais a área do ciclo de histerese e ao volume total de material. Como há uma perda de energia a cada ciclo, a potência das perdas por histerese é proporcional à frequência da excitação aplicada. Os dados de perdas no núcleo são tipicamente plotados na forma de um gráfico, as abscissas correspondem a *watts* por unidade de massa e as ordenadas a densidade de fluxo. Muitas vezes, é fornecida uma família de curvas para diferentes frequências (FITZGERALD, 2014).

A relação entre B e H para um material ferromagnético é não-linear e plurívoca. Em geral, as características do material não podem ser descritas analiticamente. Essas são comumente tabeladas e apresentadas como um conjunto de curvas empiricamente determinadas com base em testes e amostras do material. A curva mais comum utilizada para descrever um material magnético é a curva $B \times H$, também chamada de *curva de histerese*, na qual a perda por histerese é proporcional à área do laço figura 2. Para muitas aplicações de engenharia, é suficiente descrever o material por uma curva unívoca, obtida pela plotagem dos lugares de valores máximos de B e H nas extremidades dos laços de histerese. Essa curva é conhecida como *curva de magnetização CC* ou *curva normal*

(FITZGERALD, 2014).

Figura 2 – Laço de histerese.



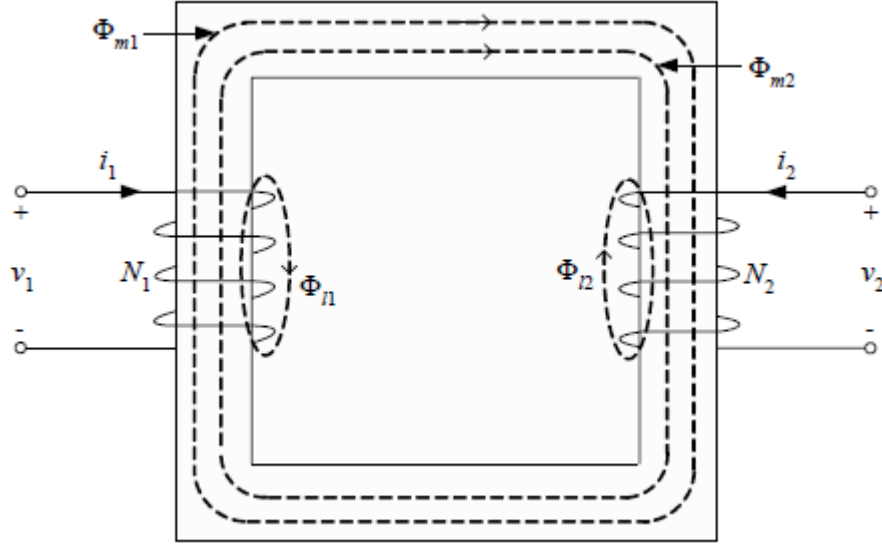
Fonte: FITZGERALD (2014).

1.2 Princípios Básicos

1.2.1 Circuito Equivalente

O circuito magnético elementar do transformador é mostrado na Figura 3, onde para fins de melhor organização da figura os enrolamentos são representados em lados opostos do núcleo. O enrolamento primário apresenta N_1 voltas e o enrolamento secundário tem N_2 voltas.

Figura 3 – Circuito Magnético do Transformador.



Fonte: Georgilakis (2009).

O fluxo concatenado Φ_{l1} é gerado pela corrente i_1 que passa pelo enrolamento 1 (primário) e concatena apenas as voltas do enrolamento 1. O fluxo concatenado Φ_{l2} é produzido pela corrente i_2 que atravessa o enrolamento 2 (secundário) e concatena apenas as voltas do enrolamento 2.

O fluxo magnetizante Φ_{m1} é gerado pela corrente i_1 que passa pelo enrolamento 1 e concatena todas as voltas dos enrolamentos 1 e 2. O fluxo magnetizante Φ_{m2} é gerado pela corrente i_2 , que atravessa o enrolamento 2, e concatena todas as voltas dos enrolamentos 1 e 2.

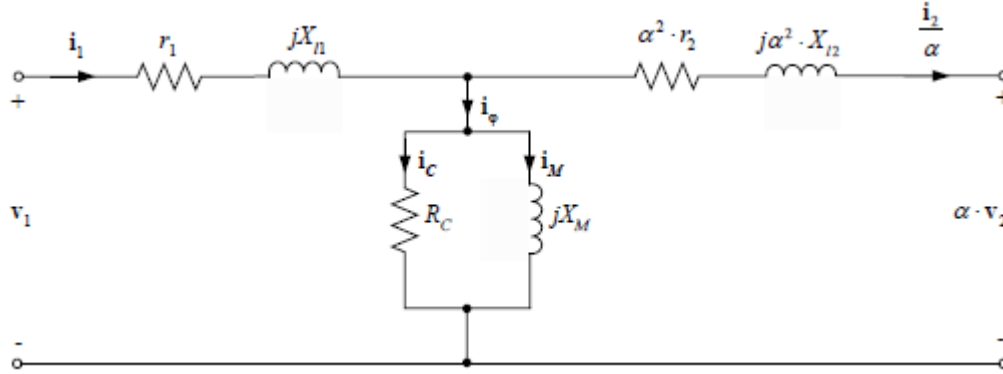
De acordo com CHAPMAN (2012), pode ser provado que o circuito equivalente T do transformador, corresponde ao mostrado na Figura 4, onde \mathbf{i}_φ é o fasor da *corrente de excitação* (também conhecido como corrente para o transformador sem carga), \mathbf{i}_C é a corrente de perdas no núcleo do transformador, e \mathbf{i}_M é a corrente de magnetização. O parâmetro α denota a razão entre os enrolamentos do transformador ou razão entre as tensões do transformador (GEORGILAKIS, 2009).

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} \quad (17)$$

Na figura 4, r_1 e r_2 denotam as resistências dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente, e modelam as perdas no cobre dos enrolamentos primário e secundário do transformador, também respectivamente, enquanto que X_{l1} e X_{l2} denotam a reatância dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. A resistência R_C e a reatância

X_M , modelam os efeitos de excitação do núcleo do transformador.

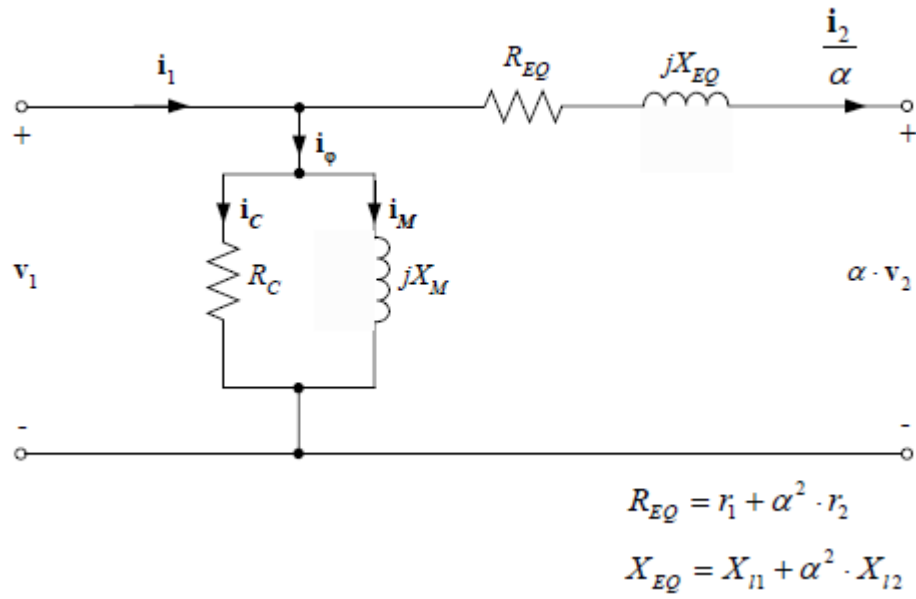
Figura 4 – Circuito equivalente modelo T do transformador com o enrolamento 1 como enrolamento de referência.



Fonte: Georgilakis (2009).

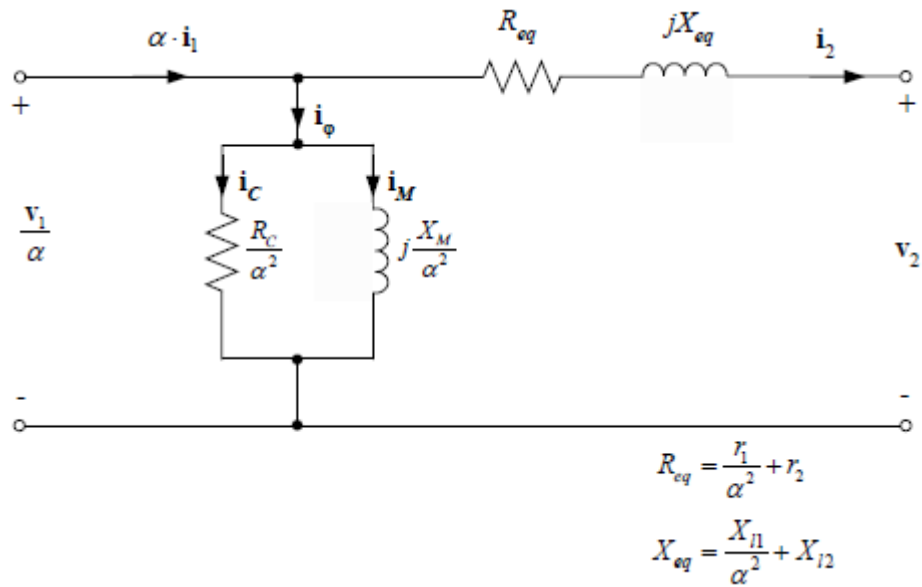
Frequentemente os cálculos podem ser grandemente simplificados deslocando-se o ramos em derivação, que representa a corrente de excitação, do meio do circuito T para os terminais do primário, ou do secundário, como na figuras 5 e 6, respectivamente. O erro é introduzido pelo negligenciamento da queda de tensão na impedância de dispersão do primário ou do secundário, causada pela corrente de excitação, entretanto esse erro é insignificante na maioria das situações envolvendo transformadores (FITZGERALD, 2014).

Figura 5 – Circuito equivalente aproximado do transformador referido ao enrolamento primário do transformador.



Fonte: Georgilakis (2009).

Figura 6 – Circuito equivalente aproximado do transformador referido ao enrolamento secundário do transformador.



Fonte: Georgilakis (2009).

1.2.2 Determinação dos Parâmetros do Circuito Equivalente

Para determinar os parâmetros dos circuitos equivalentes das Figuras 5 e 6, os seguintes testes são utilizados:

1. *Ensaio de circuito aberto* medido a partir do secundário. Durante esse teste, o primário do transformador é aberto e a tensão nominal V_{OC} é aplicada no enrolamento secundário, enquanto a corrente I_{OC} e a potência P_{OC} no secundário são medidas (GEORGILAKIS, 2009).
2. *Ensaio de curto-circuito* medido a partir do primário. Durante esse teste, o secundário do transformador é colocado em curto-circuito e a tensão apropriada V_{SC} é aplicada no enrolamento primário, para obter a corrente a plena carga no primário I_{SC} , enquanto a potência P_{SC} é medida (GEORGILAKIS, 2009).

O ensaio de circuito aberto possibilita a obtenção dos valores para o ramo de excitação R_C e X_M (referidos ao secundário).

A magnitude da admitância de excitação (referida ao secundário) é:

$$Y_{EX} = \frac{I_{OC}}{V_{OC}} \quad (18)$$

e o ângulo da admitância de excitação é:

$$\theta_{EX} = -\cos^{-1} \frac{P_{OC}}{V_{OC} \cdot I_{OC}} \quad (19)$$

então a admitância de excitação pode ser calculada como se segue:

$$\mathbf{Y}_{EX} = Y_{EX} \angle \theta_{EX} = G_c - j \cdot B_M \quad (20)$$

onde:

$$R_C = \frac{1}{G_C} \quad \text{e} \quad X_M = \frac{1}{B_M} \quad (21)$$

O ensaio de curto-circuito permite a obtenção dos valores para a impedância equivalente série $\mathbf{Z}_{EQ} = R_{EQ} + j \cdot X_{EQ}$ (referidos ao primário).

A magnitude da impedância equivalente série (referida ao primário) é:

$$Z_{EQ} = \frac{V_{SC}}{I_{SC}} \quad (22)$$

e o ângulo da impedância equivalente série:

$$\theta_{EQ} = -\cos^{-1} \frac{P_{SC}}{V_{SC} \cdot I_{SC}} \quad (23)$$

então a impedância equivalente série pode ser calculada como se segue:

$$\mathbf{Z}_{EQ} = Z_{EQ} \angle \theta_{EQ} = R_{EQ} + j \cdot X_{EQ} \quad (24)$$

1.2.3 Regulação de Tensão

A regulação de tensão, ΔV , de um transformador é definida com a diferença na magnitude da tensão secundária sem carga, $v_{2,nl}$, e o seu valor quando com carga, v_2 , dividida por v_2 com a tensão no primário mantida constante:

$$\Delta V = \frac{v_{2,nl} - v_2}{v_2} \quad (25)$$

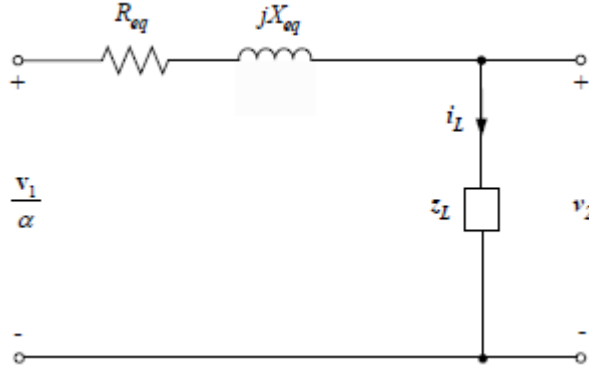
A regulação de tensão é um figura de mérito do transformador, um valor baixo indica que as variações da carga do secundário do transformador não afetam de forma significativa a tensão fornecida a carga (FITZGERALD, 2014).

A regulação de tensão é importante para manter o ajuste da tensão fornecida aos consumidores dentro dos limites estatutários, controle da potência ativa e reativa fluindo através de uma linha interconectando duas estações geradoras.

Considerando o circuito equivalente simplificado do transformador (Figura 7), onde os efeitos do ramo de excitação na regulação de tensão são ignorados, de forma que a impedância equivalente do transformador é:

$$z_{eq} = R_{eq} + j \cdot X_{eq} \quad (26)$$

Figura 7 – Circuito equivalente simplificado do transformador para o cálculo da regulação de tensão.



Fonte: Georgilakis (2009).

Assumindo, para a Figura 7 que v_2 é um fasor de referência (ângulo fase nulo), e a carga z_L tem fator de potência $\cos \theta_L$ defasado, logo $\mathbf{i}_L = i_L \angle -\theta_L$.

Fazendo a análise do circuito da Figura 7:

$$\Delta V = \frac{v_{2,nl} - v_2}{v_2} = \frac{\frac{v_1}{\alpha} - v_2}{v_2} = \left| 1 + \frac{\mathbf{z}_{eq}}{\mathbf{z}_L} \right| - 1 \quad (27)$$

onde na Equação 27, o símbolo $|\mathbf{a}|$ denota a magnitude do número complexo \mathbf{a} .

1.2.4 Eficiência

A eficiência de qualquer máquina elétrica é definida com a razão da potência de saída útil P_{out} (W), com a potência elétrica de entrada total P_{in} (W). A eficiência poder ser definida medindo-se simultaneamente a potência de entrada e a potência de saída. Entretanto, essa medida é cara e difícil, especialmente para máquina grandes. Além disso, no caso de máquinas de alta eficiência, como por exemplo o transformador, uma maior precisão pode ser alcançada, se a eficiência for expressa através das perdas. Consequentemente, a eficiência do transformador, η , pode ser calculada utilizando-se a seguinte fórmula:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + \text{perdas}} = \frac{S \cdot \cos \theta_L}{S \cdot \cos \theta_L + \text{perdas}} \quad (28)$$

onde S é a carga do transformador (VA), perdas são as perdas do transformador (W) e $\cos \theta_L$ é o fator de potência (GEORGILAKIS, 2009).

A eficiência do transformador aumenta com o decréscimo das perdas do transformador.

As perdas no transformador são divididas em perdas sem carga e perdas com carga. As perdas sem carga são constantes, enquanto que as perdas com carga são proporcionais a carga no transformador. Consequentemente, a eficiência do transformador é calculada utilizando-se a seguinte fórmula:

$$\eta = \frac{S \cdot \cos \theta_L}{S \cdot \cos \theta_L + NLL + LL \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2} \quad (29)$$

onde NLL são as perdas sem carga (*no load losses*) (W), LL são as perdas com carga (*load losses*) (W), e S_n é a potência nominal do transformador em (VA).

Se L é a carga em P.U. (por unidade):

$$L = \frac{S}{S_n} \quad (30)$$

então substituindo a Equação 30 em 29, obtém-se a seguinte expressão para a eficiência do transformador:

$$\eta = \frac{L \cdot S_n \cdot \cos \theta_L}{L \cdot S_n \cdot \cos \theta_L + NLL + LL \cdot L^2} \quad (31)$$

Tomando L como uma variável independente, o valor de L que maximiza a eficiência é calculado como segue:

$$\begin{aligned} \frac{d\eta}{dL} = 0 &\Rightarrow \frac{d}{dL} \left[\frac{L \cdot S_n \cdot \cos \theta_L}{L \cdot S_n \cdot \cos \theta_L + NLL + LL \cdot L^2} \right] = 0 \\ &\Rightarrow NLL \cdot S_n \cdot \cos \theta_L - L^2 \cdot LL \cdot S_n \cdot \cos \theta_L = 0 \\ &\Rightarrow NLL - L^2 \cdot LL = 0 \\ &\Rightarrow L_{opt} = \sqrt{\frac{NLL}{LL}} \end{aligned} \quad (32)$$

Como pode ser visto na equação 32, a carga ótima por unidade, ou seja a carga por unidade que maximiza a eficiência do transformador é independente do fator de potência da carga.

Substituindo a Equação 32 em 31, obtém-se a seguinte expressão para a *eficiência máxima*:

$$\eta_{max} = \frac{\sqrt{NLL} \cdot S_n \cdot \cos \theta_L}{\sqrt{NLL} \cdot S_n \cdot \cos \theta_L + 2 \cdot NLL \cdot \sqrt{LL}} \quad (33)$$

1.3 Transformadores de potência em subestações

Segundo Frontin (2013), pode-se definir uma subestação, de forma genérica, como sendo um conjunto de sistemas específicos e interdependentes concebidos para atender a um objetivo comum: servir ao sistema elétrico da melhor maneira possível, atendendo aos seus requisitos no limite dos custos.

Ainda de acordo com Frontin (2013) com o projeto concluído e os equipamentos adquiridos, inicia-se a fase de construção, onde são montadas as estruturas físicas e os equipamentos, instalados os sistemas projetados anteriormente e demais providências necessárias previstas na etapa de projeto. Na etapa final de comissionamento, são realizados testes gerais, verificando a operacionalidade de todos os sistemas instalados, bem como os documentos de operação e manutenção (instruções de operação e manutenção) e, posteriormente, a subestação é liberada para iniciar a sua operação comercial. Uma vez iniciada a sua operação comercial, a subestação poderá sofrer ampliações ao longo do tempo, conectando novas linhas e/ou transformadores, além de outros equipamentos, realizará centenas de manobras para atender às necessidades do sistema e dela própria e operará por, no mínimo, 35 anos que é a sua vida útil econômica estimada. Neste período, haverá eventos programados (desligamentos ou não) para a execução de manutenções, ajustes e inspeções, além de ocorrências não previstas, como falhas em equipamentos e em sistemas específicos com exigências de reparos ou substituições. Idealmente, é esperado que uma subestação proporcione: (i) confiabilidade adequada para o sistema elétrico, requisito este garantido principalmente por uma escolha bem avaliada de sua configuração de barra; (ii) facilidades e segurança para a sua manutenção, facilidades para ampliações, boa visibilidade de seus componentes etc., requisitos estes garantidos principalmente por um projeto de arranjo físico bem elaborado; (iii) equipamentos do pátio de manobras com suportabilidade suficiente para atender às solicitações do sistema e (iv) sistema de comando e proteção atuando corretamente de forma segura e eficaz.

Os transformadores são a ligação entre geradores e linhas de transmissão e entre linhas de diferentes níveis de tensão. Transformadores também abaixam a tensão para os níveis de distribuição e finalmente para o uso residencial a 220/127V. Eles são altamente eficientes (quase 100%) e muito confiáveis. Além disso, esse equipamento funciona também como regulador, com o propósito de controlar a tensão e o fluxo de carga.

1.4 Classificação dos transformadores

De acordo com Georgilakis (2009) os transformadores podem ser classificados de acordo com os seguintes critérios:

1. Classificação de transformadores quanto ao uso:

- a) **Transformadores de distribuição** - São utilizados em redes de distribuição de forma a transmitir energia de uma rede de média tensão para uma rede de baixa tensão. Sua potência nominal está normalmente entre 50 e 1600 kVA.
- b) **Transformadores de potência** - São utilizados em usinas para elevação de tensão e em subestações de transmissão para aumento ou rebaixamento de tensão. Usualmente apresentam potência maior do que 2 MVA.
- c) **Autotransformadores** - São utilizados para transformação de tensão em limites pequenos, para conexões com sistemas de energia elétrica de várias tensões, para a partida de motores elétricos de corrente alternada, etc.
- d) **Transformadores de teste** - São utilizados para a execução de testes de desempenho em alta e extra-alta tensão.
- e) **Transformadores de potência especiais** - São utilizados para aplicações especiais
- f) **Transformadores de instrumentação** - São utilizados para se fazer medições mais precisas de tensão ou de corrente.
- g) **Transformadores de telecomunicações** - São utilizados em aplicações de telecomunicações com o objetivo de uma melhor reprodução do sinal em uma larga faixa de frequências e tensões.

2. Classificação de transformadores quanto ao meio de isolamento:

- a) **Transformadores isolados a óleo** - O meio de isolamento é óleo mineral ou óleo sintético (a base de silicone).
- b) **Transformadores isolados a seco** - O resfriamento é implementado com circulação natural de ar e os enrolamentos são normalmente isolados com materiais das classes H e F. Os materiais da classe H são projetados para operar, em condições normais, a temperaturas de até 180 ° C e os materiais da classe F projetados para trabalhar em temperaturas e até 155 ° C.
- c) **Transformadores isolados com resina** - O transformador com isolamento de resina de *epoxy* é um transformador isolado a seco com resina epoxy fundida a vácuo.

No contexto deste trabalho a classificação mais importante será a que trata do meio de isolamento dos transformadores.

1.5 Características elétricas dos transformadores

Para Georgilakis (2009), algumas das características importantes a serem analisadas em um transformador são as seguintes:

1.5.1 Potência nominal

Segundo ABNT NBR 5356-1 (2007), a potência nominal é definida como o valor da potência aparente que resulta do produto da corrente nominal pela tensão nominal.

A potência nominal, S_n , para um transformador trifásico é calculada da seguinte forma:

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \quad (34)$$

onde U_n é a tensão nominal e I_n é a corrente nominal do transformador.

De forma similar, a potência nominal, S_n , de um transformador monofásico é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$S_n = U_n \cdot I_n \quad (35)$$

1.5.2 Aumento de temperatura

O aumento de temperatura é a diferença entre a temperatura da parte considerada (normalmente o aumento de temperatura médio do enrolamento ou aumento de temperatura de um ponto mais quente) e a temperatura ambiente.

A norma ABNT NBR 5356-2 (2007), contém as especificações da temperatura de operação de transformadores.

1.5.3 Temperatura ambiente

A temperatura ambiente é a temperatura do ar no qual o transformador do calor é dissipado.

Segundo ABNT NBR 5356-2 (2007) a temperatura do ar ambiente não pode ser inferior a -25°C e não deve ser superior a 40°C ., e a temperatura média em qualquer período de 24 horas não pode ser superior a 30°C .

Em (ABNT NBR 5356-2, 2007) (transformadores a óleo) e (ABNT NBR 5356-11, 2016) (transformadores a seco), podem ser encontradas referências completas sobre a temperatura de operação dos transformadores.

1.5.4 Altitude da instalação

A potência nominal de um transformador é válida para instalações em altitudes até 1000 (m), com relação ao nível do mar. Se o transformador for ser instalado em uma altitude maior do que 1000 (m), o transformador terá sua capacidade reduzida, ou

necessitará de um sistema de refrigeração mais eficaz. A operação acima dos 1000m deve ser mencionada nas especificações do transformador.

1.5.5 Impedância de curto-circuito

A impedância de curto-circuito ou tensão de curto-circuito é o percentual da tensão nominal primária que deve ser aplicado no enrolamento primário do transformador, com o secundário em curto-circuito, para que se tenha a corrente nominal no enrolamento primário.

A importância da impedância de curto-circuito reside no fato de ela representar a impedância do transformador. Quanto maior a impedância de curto-circuito, maior a regulação de tensão. Quanto menor a impedância de curto-circuito, maior é a corrente de curto-circuito, no caso de haver um curto-circuito. Baseado na impedância de curto-circuito pode-se determinar as seguintes características: regulação de tensão devido a carga do transformador, a distribuição de cargas no caso da operação em paralelo dos transformadores e a corrente de curto-circuito.

1.5.6 Perdas a vazio

As perdas no núcleo se referem a potência dissipada no núcleo magnético com relação a uma força magnetomotriz variante no tempo. Essas incluem as perdas por histerese e as perdas por correntes parasitas no núcleo.

As perdas a vazio são advindas da excitação do transformador. As perdas a vazio incluem as perdas no núcleo, perdas no isolamento, e perdas nos condutores devido a corrente circulante em enrolamentos em paralelo.

1.5.7 Perdas com carga

Perdas com carga são devidas à aplicação de uma determinada carga em um transformador. Essas perdas incluem as perdas por efeito Joule nas partes que contém corrente circulante (enrolamentos, condutores, barramentos, buchas), perdas por correntes parasitas nos condutores, e perdas por fluxo disperso induzidas pelo fluxo concatenado no tanque, fixações do núcleo, ou outras partes.

1.5.8 Tensões nominais

A tensão nominal no primário (tensão de entrada) é a tensão na qual o transformador é projetado para operar. A tensão no primário determina o *nível básico do isolamento* do transformador, de acordo com as normas internacionais IEC 60076-1 (2011), IEC 60076-2 (2011), IEC 60076-3 (2013), IEC 60076-4 (2002), IEC 60076-5 (2006) e IEC 60076-6 (2007).

O nível de isolamento básico é uma característica importante dos transformadores, visto que indica a capacidade dos transformadores de suportar as sobretensões que a rede elétrica possa apresentar. O cálculo do isolamento dos enrolamentos é baseado no nível de isolamento básico do transformador.

A tensão nominal no secundário (tensão de saída) é a tensão nos terminais do enrolamento secundário a vazio, operando sob a tensão nominal no primário e na frequência nominal.

1.5.9 Grupo vetorial

O grupo vetorial determina o deslocamento entre os diagramas fasoriais do primário e do secundário.

Os enrolamentos primário e secundário podem ser ligados de diversas formas de maneira a se obter um transformador trifásico. As ligações são as seguintes:

- **D(d)**: conexão em delta no enrolamento primário (secundário).
- **Y(y)**: conexão em estrela no enrolamento primário (secundário).
- **Z(z)**: conexão em zigue-zague no enrolamento primário (secundário).
- **N(n)**: o neutro existe no enrolamento primário (secundário) para conexão a partir da parte externa do transformador.

1.5.10 Frequência

A frequência que o transformador é projetado para operar, normalmente 50 (Hz) ou 60 (Hz), dependendo da frequência da rede elétrica.

1.5.11 Ruído

O ruído do transformador advém basicamente da magnetostricção das camadas do circuito magnético. (VOLKOVIC, 1994). Em geral, um transformador operando com uma baixa indução magnética tem uma baixo nível de ruído. Outras fontes de ruído no transformador são os enrolamentos e o equipamento de resfriamento. Os transformadores localizados em áreas residenciais devem apresentar uma intensidade de ruído sonoro tão baixa quanto possível.

1.5.12 Corrente de curto-circuito

A corrente de curto-circuito causa esforços mecânicos e térmicos no transformador.

1.5.13 Corrente a vazio

A corrente a vazio ou corrente de excitação representa a corrente que o transformador absorve, quando a tensão nominal é aplicada ao primário e o secundário é colocado em circuito aberto. A corrente a vazio é representada como um percentual do valor da corrente nominal do primário.

1.6 Características de operação dos transformadores

1.6.1 Sobrecarga

A sobrecarga nominal de um transformador depende da carga anterior do transformador ou da temperatura do óleo, quando se tratar de um transformador a óleo, no início da sobrecarga.

1.6.2 Operação em paralelo

A operação em paralelo de dois ou mais transformadores é realizável, quando os seguintes requisitos são atendidos:

- A razão das suas potências nominais deve ser menor do que 3:1.
- As suas razões de transformação das tensões deve ser iguais (a tolerância permitida se encontra na tabela 1.6 da norma IEC 60076-1 (2011)).
- As suas impedâncias de curto-circuito devem ser iguais (a tolerância permitida se encontra na tabela 1.6 da norma IEC 60076-1 (2011)).
- Seus grupos vetoriais devem ser os mesmos e a conexão deve ser implementada com os correspondentes terminais U-u, V-v, W-w. Em outras palavras, os transformadores devem ter o mesmo deslocamento angular entre os terminais do primário e o secundário, o mesmo deslocamento angular e a mesma sequência de fases.

1.6.3 Distribuição de carga para transformadores operando em paralelo

Se os transformadores operando em paralelo tem as mesmas razões de tensão mas diferentes impedâncias de curto-circuito, então a carga é distribuída entre eles de forma que cada transformador aceite um nível de carga para o qual a impedância de curto-circuito seja a mesma para todos os transformadores operando em paralelo.

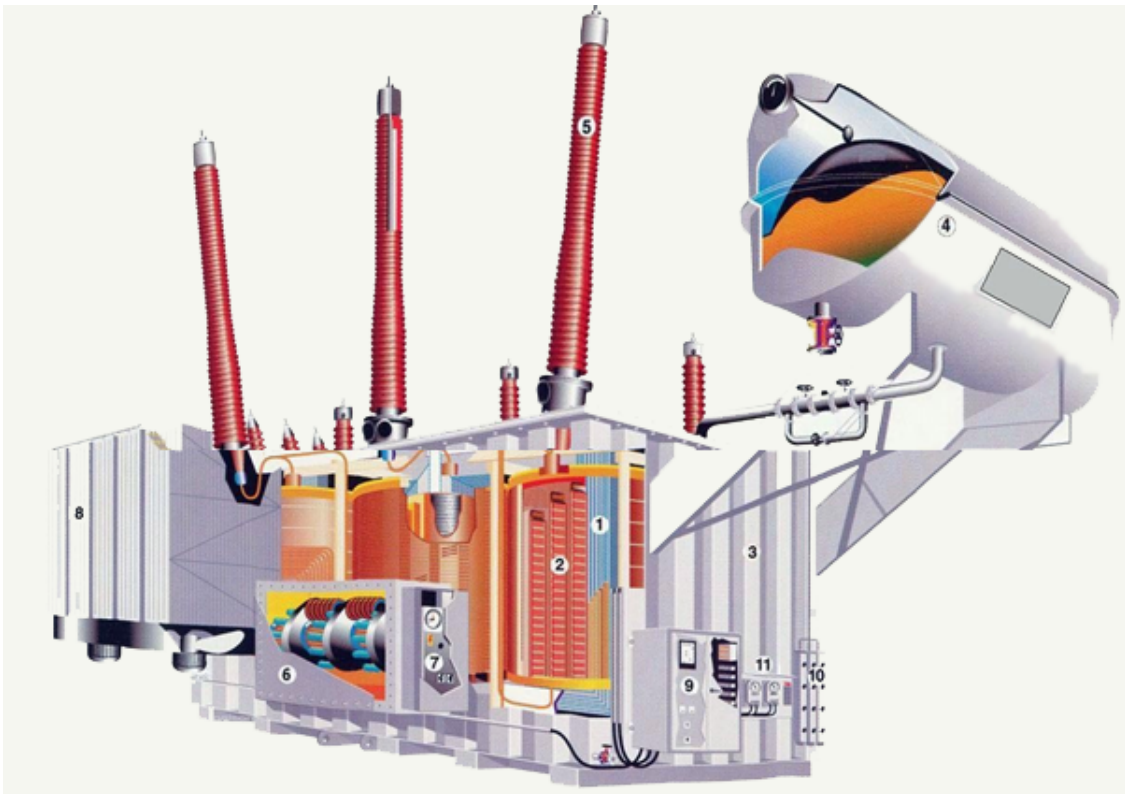
2 Transformadores a óleo

A ABNT NBR 5356-1 (2007) versão corrigida:2010, define um *transformador imerso em óleo* como um transformador no qual o circuito magnético e enrolamentos são imersos em óleo. Por óleo entende-se, quando da interpretação dessa norma, todo líquido isolante, óleo mineral ou qualquer outro produto.

2.1 Aspectos construtivos de transformadores a óleo

De um ponto de vista externo, os transformadores são formados por buchas de alta e baixa tensão, radiadores ou trocadores de calor, tanque principal, tanque de expansão, painéis de controle e outros dispositivos. Quando do seu estudo pormenorizado, são equipamentos mais complexos, e apresentam diversos componentes que interagem para garantir o seu funcionamento. Segundo Bechara (2010), alguns componentes básicos dos transformadores são os seguintes:

Figura 8 – Transformador de Potência.



Fonte: Bechara (2010).

2.1.1 Núcleo

O problema fundamental da construção do núcleo consiste em inscrever, num círculo, uma secção escalonada, de área máxima para um dado número de degraus. A escolha do número de degraus para um determinado diâmetro do núcleo é um compromisso entre o custo de fabricação e vantagens advindas de um maior coeficiente de utilização da secção teórica circular (RIES, 2007).

O núcleo é constituído em lâminas com o objetivo de minimizar as correntes de Foucault. O núcleo ferromagnético é configurado em colunas verticais, sendo que as principais abrigam blocos de bobinas e as colunas periféricas, denominadas de retorno, são para fechamento do circuito magnético. Está representado na figura 8 pelo número 1.

2.1.2 Enrolamentos

Os enrolamentos apresentam bobinas cilíndricas formadas por condutores de cobre retangular convencionais ou transpostos, podendo ser isolados com papel ou envernizados, no caso do verniz, este aumenta a resistência mecânica e provê isolamento. A construção pode ser do tipo helicoidal, em camadas, discos contínuos ou discos entrelaçados. A relação entre o número de espiras dos diversos enrolamentos do transformador define seus níveis de tensão de operação, havendo a possibilidade de se fazer bobinas com terminais intermediários, denominados por *taps*, que podem ser comutados, com a limitação de que o transformador esteja sem tensão ou até mesmo com o transformador operando sob carga mediante a utilização de chaves comutadoras de características especiais (comutador sob carga). Estão representados na figura 8 pelo número 2.

2.1.3 Tanque Principal

O tanque principal do transformador é construído com chapas de aço que são imersas em óleo isolante. O tanque contém a parte ativa, conjunto formado pelas bobinas e o núcleo. Existe a possibilidade de que contenha blindagens nas paredes internas, no intuito de minimizar o aumento da temperatura do aço por conta da circulação de correntes parasitas, resultantes do fluxo de dispersão gerado na parte ativa. Está representado na figura 8 pelo número 3.

2.1.4 Óleo isolante

O óleo isolante tem como função ser absorvido (impregnar) pelo papel isolante para conferir características dielétricas especiais ao sistema isolante do transformador e circular através dos enrolamentos e núcleo, de forma a permitir a remoção do calor gerado no funcionamento normal, dissipando assim as perdas nos enrolamentos e no núcleo.

2.1.5 Tanque de expansão de óleo

O tanque de expansão de óleo permite a dilatação volumétrica do óleo do transformador por conta das variações de temperatura a que o equipamento é submetido. Comumente o tanque é provido de uma bolsa de borracha que auxilia no sistema de selagem do transformador. Está representado na figura 8 pelo número 4.

2.1.6 Buchas

As buchas são dispositivos de porcelana que têm por finalidade isolar os terminais das bobinas do tanque do transformador. Normalmente as buchas com classe de tensão superior a 13,8kV são do tipo condensivas, onde, no interior do corpo de porcelana, há uma envoltória de papel e filme metálico imersos em óleo isolante, formando um capacitor. Estão representadas na figura 8 pelo número 5.

2.1.7 Comutador sob carga

O comutador sob carga é um dispositivo eletromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado. Corresponde ao número 6 na figura 8.

2.1.8 Acionamento do comutador sob carga

O acionamento do comutador sob carga é um conjunto de mecanismos eletromecânicos que realizam a mudança da posição do comutador de acordo com os níveis de tensão desejados. Está representado na figura 8 pelo número 7.

2.1.9 Radiadores

Os radiadores, possibilitam a circulação do óleo isolante através de aletas que, em contato com o ar ambiente, diminuem a temperatura do óleo. São posicionados no exterior do tanque. Segundo a ABNT NBR 5356-1 (2007) a circulação pode ser do tipo natural (ONAN – óleo natural, ar natural), com ar forçado através de ventiladores nos radiadores (ONAF – óleo natural, ar forçado), com bombas para aumentar o fluxo de óleo (OFAF – óleo forçado, ar forçado), com sistema de óleo dirigido nas bobinas (ODAF – óleo dirigido, ar forçado) ou mesmo com trocadores de calor que utilizam água como meio refrigerante ao invés do ar ambiente (OFWF – óleo forçado, água forçada). Representados na figura 8 pelo número 8.

2.1.10 Painel de controle

O painel de controle é o local onde estão instalados os dispositivos de interface que permitem o controle e a monitoração do funcionamento do transformador pela equipe de operação da subestação, como temperatura, corrente, monitoração de gases, descargas parciais, etc. O painel de controle está representado na figura 8 pelo número 9.

2.1.11 Secador de ar

O secador de ar faz a retirada de umidade do interior do transformador utilizando sílica-gel. Sendo representado na figura 8 pelo número 10.

2.1.12 Termômetros

Os termômetros são dispositivos para medir a temperatura dos enrolamentos e do óleo do transformador, e estão representado na figura 8 pelo número 11.

2.2 Ensaios nos transformadores a óleo

Para efeitos da norma ABNT NBR 5356-1 (2007) e ABNT NBR 5356-11 (2016) os transformadores podem ser submetidos três categorias de ensaios: ensaios de rotina, ensaios de tipo e ensaios especiais.

Para a realização desses ensaios, segundo a norma ABNT NBR 5356-1 (2007), algumas condições são necessárias:

- Os ensaios devem ser realizados a uma temperatura ambiente entre 10° C e 40° C e com água de resfriamento (se previsto) com temperatura que não exceda 30° C.
- Os ensaios devem ser realizados na fábrica do fabricante, salvo acordo contrário entre o comprador e o fabricante.
- Todos os componentes externos que são suscetíveis de influenciar o funcionamento do transformador durante os ensaios devem estar instalados.
- Os enrolamentos com derivação devem estar conectados a sua derivação principal, a menos que seja especificado de outra forma na norma ou por acordo entre o fabricante e o comprador.
- Para todas as características, excetuando-se as de isolamento, os ensaios são baseados em condições nominais, a menos que seja especificado de outra forma no ensaio em questão.

- Quando for requerido que os resultados dos ensaios sejam corrigidos a uma temperatura de referência, estas devem ser:

Tabela 2 – Temperaturas de referência - Transformadores a óleo.

Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos Método da variação da resistência ° C	Temperatura de referência ° C
55	75
65	85
95	115

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 5356-1 (2007).

2.2.1 Ensaios de tipo

Esse tipo de ensaio é realizado por amostragem, ou seja, escolhe-se uma amostra de um determinado tipo de transformador e executam-se nele os ensaios.

2.2.1.1 Ensaio de elevação de temperatura

O ensaio de elevação de temperatura é executado de acordo com a norma ABNT NBR 5356-1 (2007). O objetivos desse ensaio são estabelecer a elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente com dissipação das perdas totais e estabelecer a elevação de temperatura média dos enrolamentos à corrente nominal com a elevação da temperatura do óleo determinada.

2.2.1.2 Ensaios dielétricos

Os ensaios dielétricos normalmente são realizados de acordo com a normas ABNT NBR 5356-1 (2007), ABNT NBR 5356-11 (2016) e ABNT NBR 5356-2 (2007) ou de acordo com IEC 60076-3 (2013). Esse ensaio determina especificamente se o transformador suporta sobretensões.

2.2.1.3 Ensaios de óleo isolante para transformadores de tensão nominal inferior a 72,5 kV

No caso de transformadores a óleo, ainda pode ser realizado este último ensaio que testa determina algumas características do óleo isolante. Os parâmetros a serem determinados no óleo são:

- rigidez dielétrica;
- teor de água;

- fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação;
- tensão interfacial.

2.2.2 Ensaios de rotina

Esse tipo de ensaio é realizado sobre todos os equipamentos, sendo os respectivos testes, métodos de ensaio e critérios de aceitação os definidos nas normas aplicáveis.

2.2.2.1 Medição da resistência dos enrolamentos

Segundo a norma ABNT NBR 5356-1 (2007), a resistência de cada enrolamento, os terminais entre os quais ela for medida e a temperatura dos enrolamentos devem ser registrados. A medição deve ser efetuada em corrente contínua.

No caso de transformadores imersos em óleo, deve-se deixar o transformador com óleo desenergizado por pelo menos 3 hora, depois deve-se determinar a temperatura média do óleo e se considerar que a temperatura do enrolamento é igual a temperatura média do óleo. a temperatura média do óleo é adotada como a média das temperaturas do óleo nas partes superior e inferior do tanque (topo e fundo do tanque).

2.2.2.2 Medição da relação de transformação e polaridade e verificação do deslocamento angular e sequência de fases

De acordo com ABNT NBR 5356-1 (2007) se deve medir a relação de transformação em cada derivação. Também deve-se verificar a polaridade de transformadores monofásicos e o esquema de ligação para transformadores trifásicos.

2.2.2.3 Medição da impedância de curto-circuito e das perdas em carga

Como descrito em ABNT NBR 5356-1 (2007), a impedância de curto-circuito e as perdas em carga para um par de enrolamentos devem ser medidas à frequência nominal, aplicando-se uma tensão praticamente senoidal aos terminais de um enrolamento e mantendo-se os terminais do outro enrolamento curto-circuitados.

2.2.2.4 Medição das perdas em vazio e corrente de excitação

Segundo ABNT NBR 5356-1 (2007) as perdas em vazio e a corrente de excitação devem ser medidas em um dos enrolamentos à frequência nominal e com tensão igual à tensão nominal, se o ensaio for realizado na derivação principal, ou igual a tensão de derivação apropriada, se o ensaio for realizado em outro derivação. Os demais enrolamentos devem ser deixados em circuito aberto e quaisquer enrolamentos que podem ser conectados em triângulo devem ter o triângulo fechado. O transformador deve estar aproximadamente à temperatura ambiente da fábrica.

Para um transformador trifásico, a escolha do enrolamento e a conexão à fonte de potência de ensaio devem ser feitas de modo a permitir que as tensões nas três fases sejam tão simétricas quanto possível.

2.2.2.5 Medição da resistência de isolamento

A norma ABNT NBR 5356-1 (2007) determina que a resistência do isolamento deve ser medida antes dos ensaios dielétricos. Este ensaio não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador

Além desses ensaios de rotina comentados no trabalho ainda existem outros ensaios possíveis de serem realizados. A descrição desses está presente em ABNT NBR 5356-1 (2007).

Além dos ensaios citados, segundo a ABNT NBR 5356-1 (2007), ainda podem ser realizados os seguintes ensaios de rotina:

- Ensaios dielétricos de rotina.
- Ensaios de comutador de derivações em carga.
- Estanqueidade e resistência a pressão.
- Verificação de funcionamento dos acessórios.
- Ensaios de óleo isolante.
- Verificação da espessura e aderência da pintura da parte externa.

2.2.3 Ensaios especiais

Os ensaios especiais não estão incluídos na categoria de ensaio de tipo ou de rotina e são executados a partir de um acordo entre o fabricante e o cliente.

Os ensaios especiais de transformadores, segundo a ABNT NBR 5356-1 (2007), estão listados abaixo:

- Ensaios dielétricos especiais;
- Medição das capacitâncias entre o enrolamento e a terra e entre os enrolamentos;
- Medição das características da tensão transitória transferida;
- Medição da(s) impedância(s) de sequência zero em transformadores trifásicos;
- Ensaio de suportabilidade a curto-circuito;

- Determinação de ruído audível;
- Medição de harmônicas da corrente de excitação;
- Medição da potência absorvida pelos motores das bombas de óleo dos ventiladores;
- Medição do fator de dissipação da isolação (medição do fator de potência do isolamento);
- Análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo isolante;
- Vácuo interno;
- Ensaio para verificação de pintura das partes interna e externa do transformador;
- Nível de tensão de radiointerferência;
- Medição da resposta em frequência e impedância terminal;
- Ensaio do grau de polimerização do papel;
- Medição do ponto de orvalho;
- Levantamento da curva de saturação e medição em núcleo em ar do enrolamento.

3 Transformadores a seco

A ABNT NBR 5356-1 (2007), define um *transformador do tipo seco*, como um transformador no qual o circuito magnético e enrolamentos não são imersos em líquido isolante.

As características elétricas e de operação dos transformadores a seco são as mesmas já descritas no capítulo anterior para os transformadores à óleo.

3.1 Aspectos construtivos de transformadores a seco

Para representação dos aspectos construtivos de um transformador a seco, será utilizada a figura 9, que é referente a um transformador da linha GEAFOL da Siemens. Os conceitos referentes aos aspectos construtivos dos transformadores a óleo são válidos, quando aplicáveis, também para os transformadores a seco.

Figura 9 – Transformador de Potência Seco - Linha Siemens GEAFOL.



Fonte: Siemens (2015).

3.1.1 Núcleo

O núcleo é constituído em lâminas com o objetivo de minimizar as correntes de Foucault. É feito de chapa silicosa com baixas perdas, isolada em ambas as faces. Está representado na figura 9 pelo número 1.

3.1.2 Enrolamento de baixa tensão

O enrolamento de baixa tensão é feito em chapa de alumínio com as espiras coladas entre si por manta isolante portadora de resina adesiva. Está representado na figura 9 pelo número 2.

3.1.3 Enrolamentos de alta tensão

O enrolamento de alta tensão é produzido em fita de alumínio constituída de diversas bobinas parciais, moldados sob vácuo. Estão representados na figura 9 pelo número 3.

3.1.4 Conexões de baixa tensão

As conexões de baixa tensão são colocadas na parte superior traseira do transformador. Estão representadas na figura 9 pelo número 4.

3.1.5 Conexões de alta tensão

As conexões de alta tensão apresentam disposição variável, conferindo mais possibilidades de ligação ao transformador. Estão representadas na figura 9 pelo número 5.

3.1.6 Derivações de de alta tensão

As derivações de alta tensão possibilitam ajustes às condições do sistema. Estão representados na figura 9 pelo número 6.

3.1.7 Calços elásticos

Os calços elásticos tem como o função o desacoplamento das vibrações do núcleo e enrolamentos, reduzindo o nível de ruído. Estão representados na figura 9 pelo número 7.

3.1.8 Ferragens e rodas

As ferragens e rodas tem como função o deslocamento e sustentação do equipamento. Estão representadas na figura 9 pelo número 8.

3.1.9 Isolação de resina epóxi

A isolação de resina epóxi não requer manutenção e melhora a resistência do transformador à umidade. Está representada na figura 9 pelo número 9.

3.1.10 Barras para fechamento das bobinas

As barras para fechamento das bobinas estão representadas na figura 9 pelo número 10.

3.2 Ensaios nos transformadores a seco

Os transformadores a seco compartilham grande parte dos ensaios com os transformadores a óleo, as principais diferenças nestes ensaios são comentadas nas próximas seções.

3.2.1 Ensaios de tipo

Esse tipo de ensaio é realizado por amostragem, ou seja, escolhe-se uma amostra de um determinado tipo de transformador e executam-se nele os ensaios.

3.2.1.1 Ensaio de elevação de temperatura

O ensaio de elevação de temperatura é executado de acordo com a norma ABNT NBR 5356-1 (2007). O objetivos desse ensaio são estabelecer a elevação de temperatura do topo do óleo em regime permanente com dissipação das perdas totais e estabelecer a elevação de temperatura média dos enrolamentos à corrente nominal com a elevação da temperatura do óleo determinada.

3.2.1.2 Ensaios dielétricos

Os ensaios dielétricos para transformadores do tipo seco são realizados de acordo com a norma ABNT NBR 5356-11 (2016). Existem diferenças com relação ao ensaio nos transformadores a óleo, principalmente na questão da polaridade da tensão de ensaio que deve ser negativa e nas especificações da forma de onda de impulso de ensaio.

3.2.2 Ensaios de rotina

Esse tipo de ensaio é realizado sobre todos os equipamentos, sendo os respectivos testes, métodos de ensaio e critérios de aceitação os definidos nas normas aplicáveis.

3.2.2.1 Medição da resistência dos enrolamentos

Segundo as normas ABNT NBR 5356-1 (2007) e ABNT NBR 5356-11 (2016), a resistência de cada enrolamento, os terminais entre os quais ela for medida e a temperatura dos enrolamentos devem ser registrados. A medição deve ser efetuada em corrente contínua.

No caso de transformadores do tipo seco, antes de cada medição o transformador deve permanecer pelo menos três horas desenergizado e em repouso à temperatura ambiente. A resistência e a temperatura do enrolamento devem ser medidas simultaneamente. a temperatura do enrolamento deve ser medida através de sensores localizados em posições representativas, de preferência dentro dos enrolamentos.

3.2.2.2 Medição da relação de transformação e polaridade e verificação do deslocamento angular e sequência de fases

O ensaio, dentro do que for possível de ser realizado, deve ser executado de acordo com ABNT NBR 5356-1 (2007).

3.2.2.3 Tensão suportável à frequência industrial, ou tensão aplicada

O procedimento de ensaio é o mesmo dos transformadores a óleo, no entanto deve-se observar a norma ABNT NBR 5356-11 (2016), para adaptação do ensaio de acordo com a classe de isolamento do transformador a seco.

3.2.2.4 Tensão induzida

O procedimento de ensaio é o mesmo dos transformadores a óleo, no entanto deve-se observar a norma ABNT NBR 5356-11 (2016) para realizar-se algumas adaptações. A tensão de ensaio deve ser igual ao dobro da tensão nominal.

A duração do ensaio com tensão plena deve ter duração de 60 segundos para qualquer frequência de ensaio até o dobro da frequência nominal. Quando a frequência de ensaio excede duas vezes a frequência nominal, a duração do ensaio deve ser calculada da seguinte forma:

$$duração \text{ do ensaio} = 120 \cdot \frac{frequência \text{ nominal}}{frequência \text{ de ensaio}} (s) \quad (36)$$

o ensaio não deve ser feito em menos de 15 segundos.

A partir de uma alteração da relação de transformação do transformador pode-se detectar

Além desses ensaios de rotina, segunda ABNT NBR 5356-11 (2016), podem ser feitos os seguintes ensaios:

3.2.3 Ensaios especiais

Os ensaios especiais não estão incluídos na categoria de ensaio de tipo ou de rotina e são executados a partir de um acordo entre o fabricante e o cliente.

Os ensaios especiais, segundo a norma (ABNT NBR 5356-11, 2016), os ensaios especiais previstos são os seguintes:

- Descargas parciais.
- Medições do nível de ruído.
- Ensaios de curto-circuito.
- Ensaios ambientais.
- Ensaio climático.
- Ensaio de comportamento ao fogo.

4 Análise Comparativa dos Transformadores

A escolha entre um transformador a seco e a óleo pode ser feita com base em diversas abordagens. As informações sobre os prós e contras de ambos os tipos de transformadores são normalmente fornecidas pelos fabricantes. E comumente são permeadas de algum apelo comercial.

Para Devki Energy Consulting (2006), no tocante ao meio de isolamento, existem basicamente dois tipos de transformadores, com algumas subcategorias: transformadores a seco e transformadores a óleo. No caso de transformadores a seco, existe uma subcategoria que são os que utilizam resina *epoxy* como isolação. Já nos transformadores a óleo existem alguns tipo de óleos isolantes menos inflamáveis, que podem por exemplo apresentar uma maior ponto de fulgor.

O intervalo de potências nominais no qual a escolha entre transformadores a seco e a óleo é arguível é normalmente entre 500 kVA e 2 MVA. Para potências nominais menores costuma-se utilizar os transformadores a seco e em potências nominais superiores ao intervalo, transformadores a óleo.

Os transformadores isolados a óleo são normalmente mais eficientes que os correspondentes transformadores isolados a seco e também apresentam uma maior vida útil e têm uma melhor capacidade de suportar sobrecarga.

Dependendo da aplicação, o uso de transformadores secos ou a óleo pode se tornar mais ligado as variáveis ambientais, como no caso da parte interna de uma instalação, que exige um maior grau de confiabilidade do equipamento. Nesse caso, normalmente se opta por transformadores a seco, em função de terem um risco menor de inflamabilidade e de, em algum caso extremo, existir até mesmo a possibilidade de explosão em transformadores a óleo. O mesmo ocorre para lugares ambientalmente vulneráveis, os transformadores a óleo podem necessitar de um compartimento para proteção contra um possível vazamento do óleo.

Transformadores e capacitores antigos usam o óleo ascarel, uma bifenila policlorada (PCB), com alto teor de cloro em sua fórmula química 54,4%. Seu uso extensivo foi motivado por características técnicas excepcionais grande rigidez dielétrica, alta condutividade térmica, boa estabilidade química, não-inflamabilidade e capacidade de resistir a altas temperaturas, até 650 graus centígrados (FRIEDENBERG L.E.; SANTANA, 2014).

O ascarel é tóxico, bioacumulativo e não biodegradável, quando lançado ao meio ambiente pode atingir o plâncton afetando peixes, pássaros e o homem através da cadeia alimentar. Produz efeitos teratogênicos e carcinogênicos, além de lesões dermatológicas e

alterações morfológicas nos dentes, fígado e rins, constituindo-se num poluente orgânico persistente (POP) (FRIEDENBERG L.E.; SANTANA, 2014).

Em 1976, após os primeiros registros de contaminação ambiental, os países produtores de ascarel foram gradativamente interrompendo sua fabricação, comercialização e utilização. No Brasil a Portaria Interministerial (MIC/MI/MME) 0019 de 19/01/81, regula a utilização do ascarel, salientando-se os itens abaixo:

- Proíbe, em todo o território nacional, a fabricação, comercialização e uso das PCBs, em estado puro ou mistura, e estabelece prazos para cada aplicação.
- Estabelece que os transformadores em operação na data da publicação poderão continuar funcionando até que seja necessário seu esvaziamento, quando não poderão ser reenchidos com o mesmo fluido. Somente com outro que não contenha PCBs.
- Proíbe o descarte em aterros sanitários, cursos e coleções de água, etc.

Segundo esta portaria, somente é permitido o armazenamento ou destruição do produto (FRIEDENBERG L.E.; SANTANA, 2014).

4.1 Dimensões, Posicionamento e Obras Civas

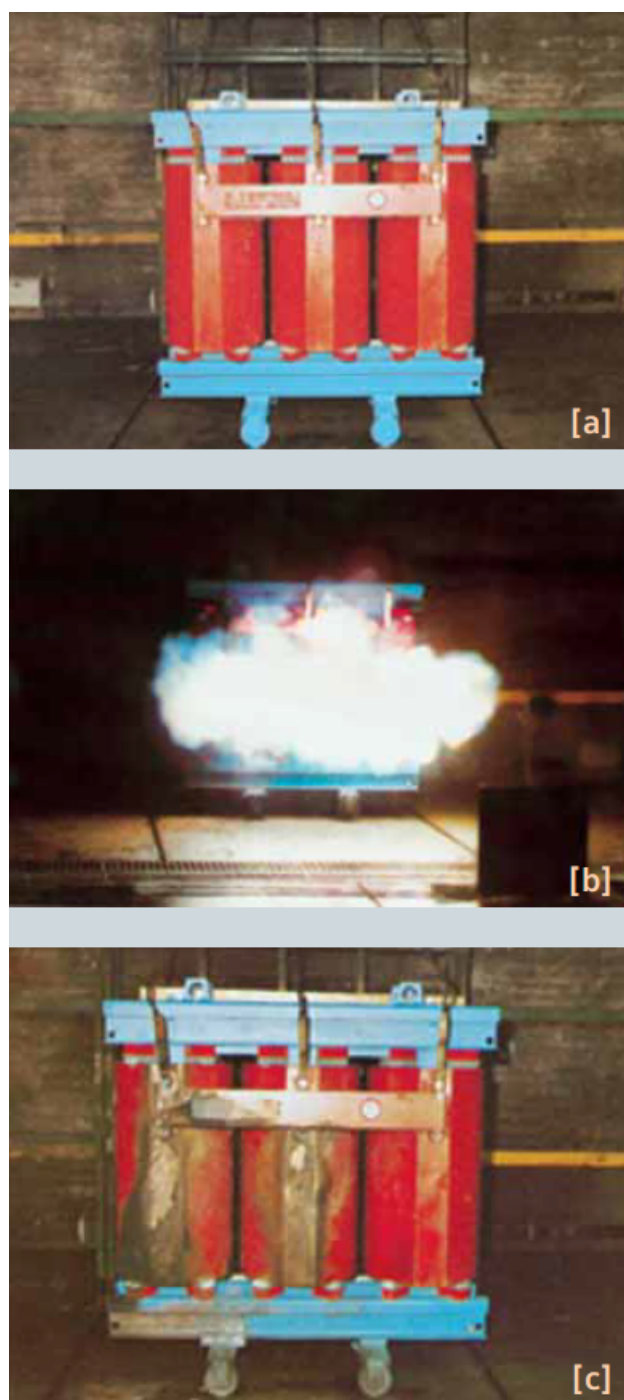
Segundo Siemens (2015), normalmente para uma mesma potência os transformadores a seco tem menores dimensões. Existe ainda a necessidade da construção de uma obra civil no caso dos transformadores a óleo o que não acontece com o transformador a seco.

Como normalmente os transformadores a óleo são utilizados em instalações externas, existe uma economia de cabos de baixa tensão visto que os transformadores a seco podem ser instalados próximos do local desejado, mesma razão pela qual os mesmos apresentam uma maior mobilidade dentro da planta onde estão instalados.

O posicionamento dos terminais nos transformadores a óleo é restrito a tampa e as laterais do tanque. Já nos transformadores a seco existe uma maior liberdade quanto ao posicionamento dos terminais.

As bobinas dos transformadores encapsulados (moldados) com resina, aumenta a resistências dos mesmo a chamas, a resina faz com que as chamas tendam a ser extintas, como pode ser visto na figura 10, na qual vê-se, o transformador antes do testes (parte a), durante o teste (parte b) e depois do teste (parte c).

Figura 10 – Comportamento de um transformador de potência seco - Linha Siemens GEAFOL - na presença de fogo e arco elétrico.



Fonte: Siemens (2015).

As comparações foram feitas entre transformadores a óleo e transformadores da linha GEAFOL da Siemens.

4.2 Isolamento e Resfriamento

O óleo é um meio com melhor capacidade de resfriamento que o ar, entretanto os transformadores a óleo são maiores que os secos quando possuem a mesma potência nominal, isso faz com que a construção dos transformadores a óleo demande mais material. Apesar disso, como o óleo tem melhor capacidade de suportar o sobreaquecimento que acontece em função da sobrecarga e esse é o principal fator que define a vida útil do transformador, o óleo é um melhor meio de isolamento e resfriamento com relação ao ar.

4.3 Perdas

Normalmente os transformadores a óleo apresentam menores perdas quando comparados com transformadores a seco de potência nominal, na tabela 3 são apresentados os resultados de uma comparação feita entre transformadores a seco e a óleo de mesma potência.

Tabela 3 – Perdas em transformadores de acordo com o meio isolante

Transformadores a Óleo			Transformadores Secos		
Potência Nominal (kVA)	Meia Carga (W)	Plena Carga (W)	Potência Nominal (kVA)	Meia Carga (W)	Plena Carga (W)
500	2465	4930	500	5000	10000
750	3950	7900	750	7500	15000
1000	4360	8720	1000	8200	16400
1500	6940	13880	1500	11250	22500
2000	8155	16310	2000	13200	26400

Fonte: Adaptado de Devki Energy Consulting (2006)

4.4 Vida Útil

A vida útil típica de um transformador a seco é entre 15 e 25 anos, já nos transformadores a óleo essa vida útil varia entre 25 e 35 anos.

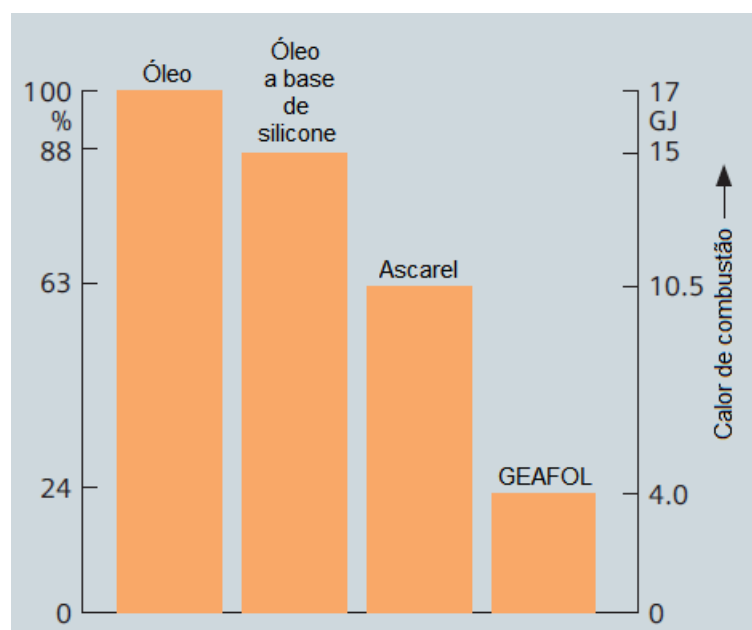
Nesse caso os transformadores a óleo apresentam vantagem visto que permanecem mais tempo em serviço, o que gera uma economia de material e um menor impacto operacional quando da substituição.

4.5 Manutenção

A manutenção preventiva no caso de transformadores a seco consiste de inspeção, examinar com infravermelho as conexões aparafusadas, aspiração nas grelhas e bobinas de forma a manter o resfriamento e a fazer a prevenção do acúmulo de material inflamável. A limpeza das grelhas e bobinas pode requerer o desligamento dos transformadores o que frequentemente leva a não realização das mesmas implicando em perda da eficiência do transformador e risco de incêndio devido ao fluxo de ar reduzido.

No caso dos transformadores a óleo as manutenções preventivas consistem de drenar e analisar uma amostra do óleo. Essa análise fornece uma informação precisa sobre as condições do transformador.

Figura 11 – Calor de combustão de transformadores de 630 kVA com diferentes tipos de isolantes



Fonte: Siemens (2015)

Reparos apenas podem ser feitos em transformadores a óleo, no caso de transformadores a seco as bobinas devem ser substituídas.

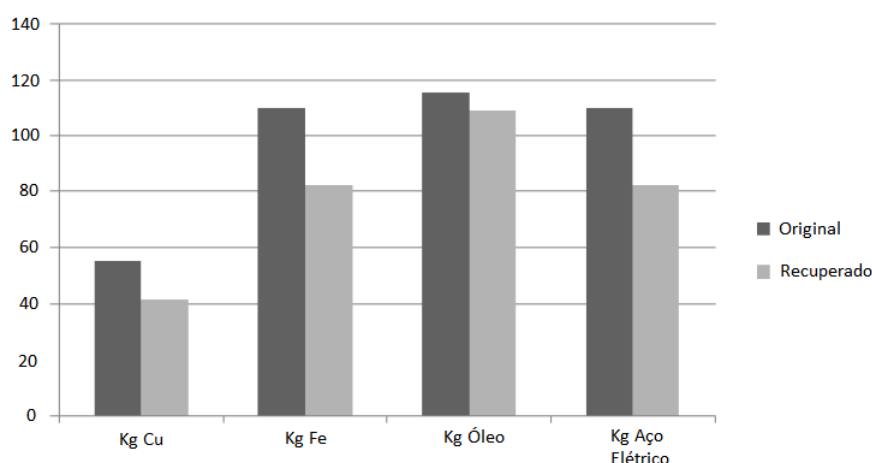
Nesse ponto, a utilização de transformadores com óleos menos inflamáveis possibilita uma melhor possibilidade de manutenção e reparos do transformador, visto que as bobinas podem ser reparadas e o risco de incêndio a partir da utilização de óleos menos inflamáveis diminui.

4.6 Recuperação e Reciclagem

4.6.1 Transformadores a Óleo

Para Charalampopoulos (2014), pode-se considerar a taxa de reciclagem dos metais em um transformador a óleo como 75%. O óleo mineral utilizado pode ser quase completamente reciclado e os outros materiais são dispensados.

Figura 12 – Estimativa de materiais a serem reciclados em comparação aos utilizados na construção original em um transformador a óleo de 50kVA.



Fonte: Retirado de Charalampopoulos (2014).

O aço é provavelmente o material mais reciclado no mundo. Os benefícios da reciclagem do aço são inúmeros. O aço tem um ciclo de vida infinito, o que significa que todo o material poder ser reaproveitado para outros usos. Além disso, o aço, se não estiver contaminado, não perde qualquer uma de suas propriedades quando reciclado. De um ponto de vista ambiental, reciclar o aço, ao invés de minerar os componentes e fabricá-lo economiza em torno de 75% em energia (CHARALAMPOPOULOS, 2014).

O cobre é um material extremamente importante devido a sua elevada condutividade elétrica. Como no caso do aço, a reciclagem do cobre oferece vantagens financeiras e ambientais. Reciclar o cobre requer menos energia e gera menos emissões de carbono em comparação a minerá-lo. Além disso em torno de 12% dos recursos conhecidos de cobre já foram minerados (CHARALAMPOPOULOS, 2014). Na reciclagem do cobre deve-se prestar uma atenção especial às suas propriedades térmicas e elétricas.

O subproduto líquido da destilação do petróleo conhecido como óleo mineral, ou óleo de transformador, é considerado extremamente perigoso, o que torna a reutilização a solução mais lógica. Os detalhes do processo de refinamento variam de acordo com quem executa o processo, mas normalmente é um processo químico de vários níveis que remove

as porções indesejadas de água e outras partículas. Atualmente é possível refinar o óleo contaminado com bifenilpoliclorados (ascarel), que é extremamente perigoso para a saúde pública e o meio ambiente, em algumas partes por milhão.

As tabelas 4 e 5 mostram, respectivamente, a quantidade de material utilizada na construção de transformadores e a quantidade de material reciclada de transformadores de acordo com a potência nominal.

Tabela 4 – Quantidade de material utilizada na construção de transformadores a óleo de acordo com a potência nominal

Potência Nominal (kVA)	50	100	160	250	400	630	1000
Cobre (kg)	55	75	90	130	160	180	250
Ferro (kg)	110	130	150	170	200	220	260
Óleo (kg)	115	180	200	250	450	670	800
Papel (kg)	13	17	20	23	30	35	45
Tinta (kg)	3	6	7	10	14	25	45
Aço (kg)	110	165	210	290	400	550	750

Fonte: Adaptado de Charalampopoulos (2014).

Tabela 5 – Quantidade de material reciclado em transformadores a óleo de acordo com a potência nominal

Potência Nominal (kVA)	50	100	160	250	400	630	1000
Cobre (kg)	41,25	56,25	67,5	97,5	120	135,0	187,5
Ferro (kg)	82,5	97,5	112,5	127,5	150,0	165,0	195,0
Óleo (kg)	109,25	171,0	190,0	237,5	427,5	636,5	760,0
Aço (kg)	82,5	123,75	157,5	217,5	300,0	412,5	562,5

Fonte: Adaptado de Charalampopoulos (2014).

4.6.2 Transformadores a Seco

Segundo Nochumson (2001), na produção de transformadores a seco com bobinas impregnadas com resina, os condutores de alta tensão, são isolados a alta temperatura e com alta tensão mecânica antes de serem enrolados.. Então a bobina é embrulhada em mantas de fibra de vidro em cada um dos lados antes de ser moldada. As bobinas são então colocadas em moldes, onde são aquecidas e secas numa câmara de vácuo. Então uma resina epoxy é misturada e desgaseificada em um tanque de vácuo acima da câmara de vácuo. A resina epoxy passa então pela conexão a vácuo para ser derramada na câmara

de vácuo na altura correta onde está a bobina. As bobinas, ainda nos seus moldes, são então curadas em fornos com a temperatura controlada.

Os enrolamentos de baixa tensão são produzidos de condutor folheado, que é entrelaçado, com isolamento de resina epoxy ou de poliéster impregnados a vácuo. Após esse procedimento, um processo semelhante a selagem dos enrolamentos de baixa tensão é realizado.

A utilização de materiais poliméricos, como a resina epoxy, simplificou muito a vida da sociedade. Ao mesmo tempo em que, pelo seu uso extensivo, tem causado problemas em função da geração de resíduos (THOMAS, 2011).

No caso dos transformadores a seco, impregnados com resina, após a separação mecânica das resinas endurecidas e dos metais, a reciclagem dos metais segue as condições dos transformadores a óleo e então tem-se a resina epoxy termo endurecida misturada com fibra de vidro.

Para Thomas (2011) a terminologia "resina epoxy" é aplicada tanto a prepolímeros quanto a resinas curadas. As resinas epoxy possuem alta resistência a corrosão e a produtos químicos. Também possuem resistência mecânica moderada, flexibilidade e um excelente comportamento elétrico e mecânico.

Segundo Thomas (2011) a reciclagem de compostos termo endurecidos, como a resina epoxy com fibra de vidro utilizada em transformadores a seco impregnados com resina, pode ser dividida em três categorias. Na maioria dos casos, eles são triturados em um pó e utilizados para complementar os materiais para polímeros. Para reciclagem química, o polímero é recuperado com um composto orgânico, que pode ser utilizado como um material químico bruto.

O descarte de plásticos e fibras de vidro é um sério problema Lee (2002) e Alter (1993). pela enorme utilização de resinas epoxy com fibra de vidro, a produção de lixo com esse conteúdo teve um aumento considerável. Compostos termo endurecidos são moídos e o pó é utilizado como material para complementar polímeros. Em Arroyo M.; Bell (2002), foi concluído que pedaços de resina epoxy reforçadas com fibra de vidro podem ser utilizados como cargas para produtos de resina epoxy. eles podem levar a produtos com maior resistência mecânica e com melhores propriedades de expansão térmica do que os feitos com cargas convencionais.

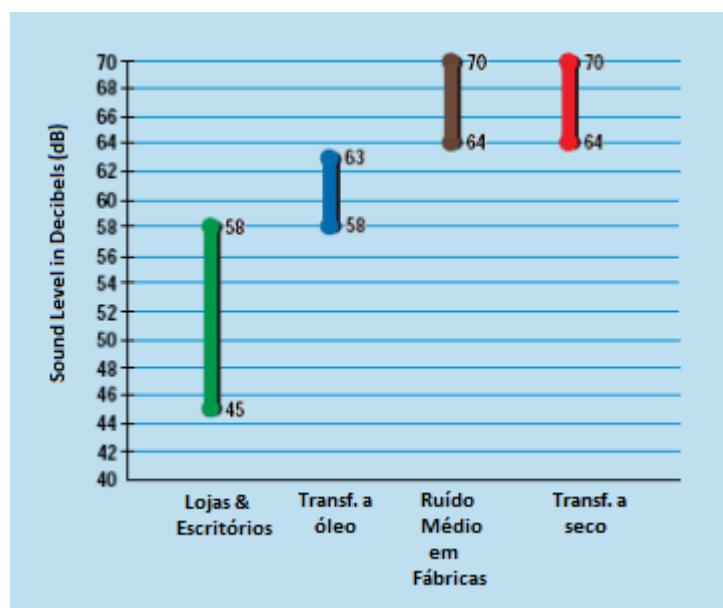
O concreto é uma das promissoras aplicações para os resíduos de resina epoxy com fibra de vidro de forma a minimizar os impactos gerados pela sua dispensa direta no meio ambiente (THOMAS, 2011).

Thomas (2011) desenvolveu a possibilidade de adicionar resinas epoxy com fibra de vidro endurecidas em concreto e discutiu sua efetividade e potencial em aplicações de construção civil.

4.7 Nível de Ruído

Conforme mostra a figura 13, comumente os transformadores secos apresentam um maior nível de ruído sonoro durante a operação.

Figura 13 – Níveis de ruído produzidos por transformadores a seco e a óleo comparados com ruídos em fábricas e escritórios.



Fonte: Adaptado de <<https://goo.gl/images/uOeMsZ>>

As normas ABNT NBR 5356-11 (2016) e ABNT NBR 5356-1 (2007) apresentam tabelas de limite de níveis de ruído, que são levantados para cada transformador após o ensaio adequado. A tabela 6, apresenta os limites de ruído para transformadores a óleo e as tabelas 7 e 8 apresentam os limites de ruído para transformadores sem abrigo e abrigados respectivamente.

Tabela 6 – Níveis de ruído para transformadores em óleo, de potência nominal igual ou inferior a 500kVA

Nível médio de ruído (dB)	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos (kVA)
48	1 - 50
51	51 - 100
55	101 - 300
56	301 - 500

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 5356-1 (2007).

Tabela 7 – Limites de nível de ruído para transformadores secos sem abrigo

Nível médio de ruído (dB)	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos (kVA)
58	0 - 300
60	301 - 500
62	501 - 700
64	701 - 1000
65	1001 - 1500
66	1501 - 2000
68	2001 - 3000
70	3001 - 4000
71	4001 - 5000
72	5001 - 6000
73	6001 - 7000

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 5356-11 (2016).

Tabela 8 – Limites de nível de ruído para transformadores secos abrigados

Nível médio de ruído (dB)	Potência nominal do transformador equivalente com dois enrolamentos (kVA)
57	0 - 300
59	301 - 500
61	501 - 700
63	701 - 1000
64	1001 - 1500
65	1501 - 2000
66	2001 - 3000
69	3001 - 4000
69	4001 - 5000
70	5001 - 6000
71	6001 - 7000

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 5356-11 (2016).

As tabelas 7 e 8 são válidas para transformadores com dois enrolamentos, sendo um com tensão máxima menor ou igual a 1,1 kV e o outro com tensão máxima maior que 1,1kV, mas menor ou igual a 36,2kV (ABNT NBR 5356-11, 2016).

4.8 Custos Totais de Propriedade - TOC (*Total Ownership Costs*)

Dependendo do fabricante, os transformadores de distribuição são tipicamente projetados para atender as especificações dos clientes respeitando as normas do país onde serão utilizados. Além disso, o projeto reflete uma otimização entre o custo dos materiais, a mão de obra utilizada e o custo das perdas (CARLEN, 2010).

Assim, um valor conhecido como *total ownership cost* é utilizado para comparar os transformadores. Esse valor é formado pela soma do preço de compra do transformador e pela capitalização das perdas.

Um breve estudo de caso, adaptado de Hulshorst W.T.J; Groeman (2002), será utilizado para melhor esclarecer o funcionamento dos custos totais de propriedade. Considerando uma companhia, com uma carga elétrica de aproximadamente 190MW. Em torno de 180MW da carga é utilizada em altas tensões (eletrólise), logo, não passa pelos transformadores de distribuição. Essa carga fica ligada durante 24 horas por dia e 7 dias por semana. O restante do consumo de energia varia entre 10MW entre as 7:00 e as 17:00, e 8MW no horário noturno.

Existem 25 transformadores instalados, com potências nominais entre 500kVA e 1250kVA. Metade dos transformadores tem um tamanho de 1000kVA. Três novos transformadores tipo seco foram instalados em 1999 e um transformador a óleo em 1987. Todos os outros transformadores de 1000 kVA são transformadores antigos e instalados entre 1965 e 1970. As perdas para esses transformadores antigos são:

- Perdas sem carga: 1900W
- Perdas com carga: 10250W

Durante as 8 horas de trabalho, a carga média desses transformadores é em torno de 45%, durante o horário noturno a carga média é em torno de 35%. Nos casos a seguir é avaliada a economia de energia entre os transformadores de 1000kVA existentes e os transformadores de 1000kVA secos.

Os dados de entrada são os seguintes:

- Tamanho do transformador: 1000kVA óleo;
- Carga no transformador: 45% durante 10/24 horas; 35% durante 14/24 horas;
- Tempo de vida restante: 5 anos;
- Taxa de juros: 7%;
- Preço da energia: 40 EUR/MWh;

- A (fator de perdas sem carga): 1,44 EUR/W;
- B (fator de perdas com carga): 0,24 EUR/W;

Como o fator de perdas com carga B é relativamente pequeno, não é economicamente atrativo substituir um transformador a óleo antigo por um transformador a seco. Mesmo que os valores relativos a emissão de CO_2 sejam levados em conta, não é economicamente viável substituir o transformador a óleo.

Tabela 9 – Custos totais de operação - Transformador de 1000kVA

	Unidade	Transformador Dry HD 538	Transformador Óleo C-C'	Diferença
Potência Nominal	kVA	1000	1000	
Perdas sem carga	W	2000	1100	-900
Perdas com carga	W	8600	9500	900
Perdas Totais Anuais	kWh/a	30336	23793	-6453
Emissão de CO2	ton/a	12,1	9,5	-2,6
Preço de compra	EUR	10074	8007	-2067
Valor presente das perdas com carga	EUR	2873	1580	-1293
Valor presente das perdas sem carga	EUR	2102	2322	220
Custos	EUR	15049	11909	-3104

Fonte: Adaptado de Hulshorst W.T.J; Groeman (2002)

A análise tabela 9, mostra que o transformador a óleo deve ser preferido, pois seu preço de compra é menor e as suas perdas anuais são também menores. A diferença entre esses transformadores será ainda maior, se os valor de emissão de CO_2 forem levados em consideração.

Ainda que existam alguns transformadores antigos (1965) nessa planta, não é recomendado substituir os transformadores existentes. Como esses transformadores estão funcionando corretamente, não haveria motivos para substituí-los.

Os últimos transformadores colocados nessa planta são do tipo seco. Os cálculos mostram, no entanto, que os transformadores a óleo deveriam ter sido preferidos.

Baseado nos valores médios de emissão europeus 0,4 kg/kWh de emissão de CO_2 , a economia anual de energia entre um transformador de 1000kVA a óleo e um de 1000kVA seco é em torno de 2,6 toneladas.

Tipicamente, o projeto com menor TOC resulta na opção mais desejável para cada consumidor individual baseado nos seus fatores específicos de capitalização das perdas (CARLEN, 2010).

Este valor é um dos fatores utilizados na comparação entre transformadores a óleo e a seco.

5 Conclusão

Em ambos os transformadores a seco e a óleo, a questão das perdas é salientada em normas e regulamentações internacionais, que são escritas no sentido de aumentar a eficiência das máquinas elétricas ao máximo possível.

Quanto as aplicações, fica claro que com as presentes tecnologias, transformadores a óleo são mais indicados para usos externos e em locais onde exista uma menor circulação de pessoas enquanto que transformadores secos, em função de suas características de não propagação de chamas e menor risco ambiental de operação, são mais indicados para lugares fechados, com circulação de pessoas e sensíveis, como por exemplo uma plataforma de petróleo.

A questão da reciclagem é tratada, em regulações como a 548/2014 da União Européia por exemplo, como um assunto aparentemente regulada pelo mercado. Entretanto no cálculo do custo dos transformadores são considerados diretamente apenas o custo inicial, as perdas a vazio e as perdas a plena carga para a formação do custo inicial do transformador.

O material de consulta desse assunto é em boa parte composto de manuais e normas. Nos manuais as informações apresentam viés comercial, enquanto que nas normas não existe estudo de caso algum aplicado, o que justifica um trabalho no assunto.

6 Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalhos futuros, podem-se indicar:

- Um estudo sobre o TOC (*Total Ownership Cost*) que possibilite a inserção de uma variável que considere a reciclagem dos materiais como elemento de definição na escolha/compra de transformadores;
- Um estudo sobre o processo de separação da resina epoxy das bobinas para a reciclagem;
- Estudos sobre os processos de reciclagem e possíveis aproveitamentos para a resina epoxy termo endurecida;
- Estudos de caso, em diversas aplicações, sobre o uso de transformadores a seco ou transformadores a óleo;

Referências

- ALTER, H. Waste management and research. n. 11, p. 319–320, 1993. Citado na página 57.
- ARROYO M.; BELL, M. Morphology/behavior relationship and recyclability of composites based on pp/epdm blends and short aramid fibers. *Journal of Applied Polymer Science*, n. 11, p. 2474–2484, 2002. Citado na página 57.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 5356-1*: Transformadores de potência parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2007. 95 p. Citado 11 vezes nas páginas 33, 37, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 47, 48 e 58.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 5356-2*: Transformadores de potência parte 2: Aquecimento. Rio de Janeiro, 2007. 23 p. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 41.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 5356-11*: Transformadores de potência parte 11: Transformadores do tipo seco - especificação. Rio de Janeiro, 2016. 47 p. Citado 8 vezes nas páginas 33, 40, 41, 47, 48, 49, 58 e 59.
- BECHARA, R. *Análise de Falhas de Transformadores de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, mai. 2010. Citado na página 37.
- CARLEN, M. e. a. Ultra high efficiency distribution transformers. *IEEE-PES*, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 16, 60 e 61.
- CHAPMAN, S. J. *Electric Machinery Fundamentals*. New York, NY, USA: Mcgraw-Hill, 2012. Citado na página 24.
- CHARALAMPOPOULOS, C. e. a. Recycling potential from distribution transformers installed in the hellenic electricity distribution network. *IET MedPower*, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 55 e 56.
- DEVKI ENERGY CONSULTING. *Best Practice Manual - Transformers*. [S.l.], 2006. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 53.
- FITZGERALD, A. E. e. a. *Máquinas Elétricas*. New York, NY, USA: Mcgraw-Hill, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 22, 23, 25 e 28.
- FRIEDENBERG L.E.; SANTANA, R. 1 propriedades de óleos isolantes de transformadores e a proteção do meio ambiente. *IX Simpósio internacional de qualidade ambiental*, ABES-RS, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 51.
- FRONTIN, S. O. *Equipamentos de alta tensão - prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas*. Brasília: Elsevier, 2013. Citado na página 31.
- GEORGILAKIS, P. *Spotlight on Modern Transformer Design*. London: Springer-Verlag, 2009. Citado 10 vezes nas páginas 18, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 29, 31 e 32.

- HULSHORST W.T.J; GROEMAN, J. *Energy Saving in Industrial and Distribution Transformers*. [S.l.], 2002. Citado 2 vezes nas páginas 60 e 61.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-4*. Geneva, Switzerland, 2002. 123 p. Citado na página 34.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-5*. Geneva, Switzerland, 2006. 71 p. Citado na página 34.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-6*. Geneva, Switzerland, 2007. 242 p. Citado na página 34.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-1*. Geneva, Switzerland, 2011. 147 p. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-2*. Geneva, Switzerland, 2011. 95 p. Citado na página 34.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *IEC 60076-3*. Geneva, Switzerland, 2013. 118 p. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 41.
- LEE, B. Waste management. n. 22, p. 461–470, 2002. Citado na página 57.
- NOCHUMSON, C. Considerations in application and selection of unit substation transformers. *IEEE - IAS Pulp and Paper Conference*, p. 121–153, 2001. Citado na página 56.
- RIES, W. *Transformadores - Fundamentos para o Projeto e Cálculo*. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007. Citado na página 38.
- SIEMENS. *GEAFOL - Transformadores a seco de 75 a 25000kVA*. [S.l.], 2015. Citado 4 vezes nas páginas 45, 51, 52 e 54.
- TEPPER J.; CARLEN, M. Recycling of thermosetting polymers: Their blends and composites. *23rd International Conference on Electricity Distribution*, 2015. Citado na página 16.
- THOMAS, R. e. a. Recycling of thermosetting polymers: Their blends and composites. *Recent Developments in Polymer Recycling*, n. 1, p. 121–153, 2011. Citado na página 57.
- VOLKOVIC, Z. Effect of electrical steel grade on transformer core audible noise. *Journal of magnetism and Magnetic Materials*, v. 133, n. 1, p. 607–609, 1994. Citado na página 35.